



BENEFÍCIOS DA UTILIZAÇÃO DA NORMA IEC 61850 EM SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES E PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Guilherme Freitas Rodrigues

Projeto de Graduação apresentado ao curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Sebastião Ércules Melo de Oliveira, D. Sc.

Agosto de 2013

BENEFÍCIOS DA UTILIZAÇÃO DA NORMA IEC 61850 EM SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES E PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Guilherme Freitas Rodrigues

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Examinada por:

Prof. Sebastião Ércules Melo de Oliveira, D.Sc.
(Orientador)

Prof. Sergio Sami Hazan, Ph.D.

Eng. Raphael Lorena Pinto

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
AGOSTO DE 2013

Rodrigues, Guilherme Freitas

Benefícios da utilização da norma IEC 61850 em sistemas de automação de subestações e proteção de sistemas elétricos / Rio de Janeiro: UFRJ / Escola Politécnica/ Departamento de Engenharia Elétrica, 2013.

XV, 111 p.: il. 29,7 cm.

Orientador: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Projeto de Graduação – UFRJ / Escola Politécnica / Departamento de Engenharia Elétrica, 2013.

Referências Bibliográficas: p. 96-98.

1. Norma IEC 61850. 2. Automação de Subestações. 3. Proteção de Sistemas Elétricos. 4. Comunicação Digital.

I. de Oliveira, Sebastião Ércules Melo. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. III. Escola Politécnica. IV. Departamento de Engenharia Elétrica. V. Título

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar gostaria de agradecer aos meus pais Paulo e Regina, à minha irmã Luísa e à minha avó Valdiria, por sempre investirem em mim, em especial em minha educação sempre com muito amor, carinho, confiança e apoio. Esta é a maior herança que alguém pode receber.

Em segundo lugar agradeço à minha querida namorada Ana Beatriz por todo o apoio, carinho e paciência indispensáveis neste período complicado na vida de qualquer estudante. Seu apoio também serviu como orientação, sempre me fazendo manter a calma necessária para alcançar meus objetivos.

Agradeço também a todos os meus amigos que, embora não listados acima, são também parte de minha família. Em especial, os de sempre e para sempre Daniel Lordello, Leonardo Martins, Patricia Rocco e Vinicius Maia.

Aos meus amigos e companheiros de trabalho na Telvent/Schneider Electric pelo aprendizado junto com a camaradagem, tão raros de se encontrar hoje em dia. Em especial Francis Abreu, Thiago Carvalho, Raphael Lorena, Murillo Lemgrüber e Rodrigo Agostinho pelo apoio tanto no desenvolvimento de minhas atividades cotidianas quanto no auxílio à elaboração deste trabalho.

Finalmente, envio meus sinceros agradecimentos ao meu orientador e professor Sebastião de Oliveira pelos ensinamentos passados durante esta jornada como nas disciplinas que me deram base para realizar este trabalho.

"I'm a lucky man to count on both hands the ones I love."

Eddie Vedder

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica / UFRJ como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Benefícios da utilização da Norma IEC 61850 em Sistemas de Automação de
Subestações e Proteção de Sistemas Elétricos

Guilherme Freitas Rodrigues

Agosto / 2013

Orientador: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Curso: Engenharia Elétrica

A crescente modernização dos dispositivos eletrônicos não mudou apenas a vida cotidiana das pessoas como também atingiu as instalações dos sistemas elétricos de potência, proporcionando a utilização de dispositivos eletrônicos inteligentes. Desta forma, a proteção dos sistemas elétricos se beneficiou de equipamentos como relés de proteção cada vez mais evoluídos, com muito mais funcionalidades em menos espaço.

Ao mesmo tempo, foi-se gradativamente aumentando a utilização da automação das funções da subestação até ser essencial nos dias de hoje, reduzindo-se assim drasticamente o risco de erro humano.

Estes dispositivos inteligentes que integram os sistemas de automação da subestação comunicam-se através de regras de sintaxe e semântica chamadas de protocolo de comunicação. Tais protocolos também foram evoluindo até que se chegou à norma IEC 61850 que visa padronizar as comunicações entre dispositivos em subestações e garantir a interoperabilidade dos mesmos.

Este trabalho tem como objetivo explorar o uso do principal protocolo de comunicação definido pela norma, o serviço de mensagens GOOSE, verificando os benefícios de sua utilização.

Palavras-Chave: 1. Norma IEC 61850. 2. Automação de Subestações. 3. Proteção de Sistemas Elétricos. 4. Comunicação Digital.

Abstract of the Undergraduate Project presented to Poli / UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the Degree of Electrical Engineer.

Benefits of using the IEC 61850 Standard on Substations Automation Systems and
Protection of Electric Systems

Guilherme Freitas Rodrigues

August / 2013

Advisor: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Course: Electrical Engineering

The growing modernization of the electronic devices did not change only the people's quotidian but also affected the installations of the electrical power systems, providing the use of intelligent electronic devices. Therefore, the protection of electrical systems has benefited itself with the utilization of equipments such as the more and more evolved protection relays, with much more functionalities in less space.

At the same time, the utilization of substation's automation functions has gradually increased until it became essential nowadays, therefore reducing the risk of human error.

These intelligent devices that integrate the substation automation systems communicate with each other through a series of rules of syntax and semantics called communication protocols. Such protocols have also been evolving until we got to IEC 61850 standard that aims the standardization of the communications between devices in substations, granting the interoperability of them.

This work aims the exploration of the use of the main communication protocol defined by the standard, the messaging service GOOSE, verifying the benefits of its utilization.

Keywords: 1. IEC 61850 Standard. 2. Substation Automation. 3. Electrical Systems Protection. 4. Digital Communication.

Sumário

SIGLAS E ABREVIATURAS	XI
LISTA DE FIGURAS	XIII
LISTA DE TABELAS	XV
1. INTRODUÇÃO	1 -
1.1. OBJETIVOS.....	2 -
1.2. ESTRUTURA DO TRABALHO	3 -
2. TECNOLOGIA DE PROTEÇÃO: FUNDAMENTOS.....	4 -
2.1. EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO	4 -
2.1.1. RELÉS ELETROMECAÑICOS	5 -
2.1.1.1. RELÉ DE ARMADURA DE ATRACAMENTO (CONTATO MÓVEL).....	6 -
2.1.2. RELÉS ESTÁTICOS	7 -
2.1.3. RELÉS DIGITAIS.....	7 -
2.1.4. RELÉS NUMÉRICOS	8 -
2.1.4.1. HARDWARE.....	9 -
2.1.4.2. SOFTWARE	10 -
2.1.4.3. CARACTERÍSTICAS ADICIONAIS.....	11 -
2.1.4.3.1. DISPONIBILIZAÇÃO DOS VALORES MEDIDOS	11 -
2.1.4.3.2. REGISTRADOR DE PERTURBAÇÕES E SINCRONIZAÇÃO NO TEMPO	12 -
2.1.4.3.3. LÓGICA PROGRAMÁVEL	12 -
2.1.4.3.4. CONTROLE DE DISJUNTOR E MONITORAMENTO DE ESTADO	12 -
2.1.4.3.5. MAIS DE UM GRUPO DE AJUSTES.....	13 -
2.1.4.4. RESULTADOS ADQUIRIDOS DA EVOLUÇÃO DOS RELÉS DE PROTEÇÃO	13 -
2.2. ZONAS DE PROTEÇÃO.....	14 -
2.3. CONFIABILIDADE	16 -
2.4. DESEMPENHO DA PROTEÇÃO.....	17 -
2.5. VELOCIDADE.....	18 -
2.6. SELETIVIDADE.....	19 -
2.6.1. COORDENAÇÃO NO TEMPO	19 -
2.6.2. SISTEMAS UNITÁRIOS	19 -
2.7. PROTEÇÃO INTRÍNSECA.....	20 -
2.8. PROTEÇÃO GRADATIVA OU IRRESTRITA	20 -
2.9. PROTEÇÃO PRINCIPAL E DE RETAGUARDA	20 -
2.10. DISPOSITIVO DE SAÍDA DO RELÉ.....	21 -
2.10.1. SISTEMAS DE CONTATO ELÉTRICO.....	22 -
2.10.2. INDICADORES OPERACIONAIS.....	23 -

2.10.3.	PROTOCOLOS DE COMUNICAÇÃO	24 -
3.	CONTROLE E AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES	26 -
3.1.	TOPOLOGIA	26 -
3.1.1.	ELEMENTOS DO SISTEMA	28 -
3.1.2.	REQUISITOS DO SISTEMA	31 -
3.1.3.	IMPLEMENTAÇÃO DE HARDWARE: TOPOLOGIAS.....	31 -
3.1.3.1.	BASEADA EM IHM	31 -
3.1.3.2.	BASEADA EM UACS	32 -
3.1.3.3.	TOPOLOGIA DESCENTRALIZADA.....	33 -
3.1.4.	MÉTODOS DE COMUNICAÇÃO	36 -
3.1.4.1.	PROTOCOLOS DE COMUNICAÇÃO E FORMATOS	37 -
3.1.4.1.1.	PROTOCOLO RS232C	37 -
3.1.4.1.2.	PROTOCOLO RS485	38 -
3.1.4.1.3.	PROTOCOLOS IEC 60870-5.....	39 -
3.1.4.1.4.	PROTOCOLOS DE REDE.....	40 -
3.1.4.1.4.1.	MODELO OSI DE SETE CAMADAS	40 -
3.1.4.1.4.2.	PROTOCOLO UCA (UTILITY COMMUNICATIONS ARCHITECTURE)	43 -
3.1.4.2.	LINGUAGENS.....	44 -
3.1.5.	AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES: FUNCIONALIDADES	45 -
3.1.6.	EXEMPLO DE UM SISTEMA DE AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÃO	47 -
4.	A NORMA IEC 61850	55 -
4.1.	HISTÓRIA.....	55 -
4.2.	A NORMA IEC 61850 - REDES E SISTEMAS DE COMUNICAÇÃO EM SUBESTAÇÕES	56 -
4.2.1.	A NORMA IEC 61850 E A MODERNIZAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES	59 -
4.2.1.1.	REQUISITOS.....	60 -
4.2.1.2.	ESTRUTURAÇÃO DOS DADOS	60 -
4.2.1.3.	SERVIÇOS DE MENSAGENS	61 -
4.2.1.4.	ARQUITETURA DE COMUNICAÇÃO.....	64 -
5.	VALIDAÇÃO DA NORMA IEC 61850: INTEROPERABILIDADE E PROTOCOLO GOOSE.....	66 -
5.1.	EQUIPAMENTOS UTILIZADOS	67 -
5.1.1.	RELÉ DE PROTEÇÃO SEL 751-A.....	67 -
5.1.1.1.	CARACTERÍSTICAS BÁSICAS	67 -
5.1.1.1.1.	FUNÇÕES DE PROTEÇÃO	67 -
5.1.1.1.2.	FUNÇÕES DE MEDIÇÃO	68 -
5.1.1.1.3.	FUNÇÕES DE MONITORAMENTO	68 -
5.1.1.1.4.	FUNÇÕES DE CONTROLE.....	69 -
5.1.1.1.5.	COMUNICAÇÃO	69 -

5.1.1.1.6.	OUTRAS CARACTERÍSTICAS	70 -
5.1.1.1.7.	DIAGRAMA DE LIGAÇÃO	70 -
5.1.2.	RELÉ DE PROTEÇÃO ABB REL670	71 -
5.1.2.1.	CARACTERÍSTICAS BÁSICAS	72 -
5.1.2.1.1.	FUNÇÕES DE PROTEÇÃO	72 -
5.1.2.1.2.	FUNÇÕES DE MONITORAMENTO	72 -
5.1.2.1.3.	FUNÇÕES DE MEDIÇÃO	73 -
5.1.2.1.4.	FUNÇÕES DE CONTROLE.....	73 -
5.1.2.1.5.	COMUNICAÇÃO	73 -
5.1.2.1.6.	OUTRAS CARACTERÍSTICAS	73 -
5.1.2.1.7.	DIAGRAMA DE LIGAÇÃO	74 -
5.1.3.	UNIDADE DE AQUISIÇÃO E CONTROLE SAITEL 2000DP – SCHNEIDER ELECTRIC	74 -
5.1.3.1.	CARACTERÍSTICAS	75 -
5.1.3.2.	MÓDULOS DE HARDWARE	75 -
5.1.4.	SWITCH RUGGEDCOM RSG2100.....	75 -
5.1.4.1.	CARACTERÍSTICAS	76 -
5.1.4.1.1.	PORTAS ETHERNET.....	76 -
5.1.4.1.2.	SEGURANÇA ELETRÔNICA	76 -
5.1.4.1.3.	CONFIABILIDADE EM AMBIENTES NOCIVOS.....	76 -
5.2.	EXPERIMENTOS	77 -
5.2.1.	CARACTERÍSTICAS DAS MENSAGENS GOOSE.....	77 -
5.2.2.	INTEROPERABILIDADE ENTRE DISPOSITIVOS DE FUNCIONALIDADES DIFERENTES.....	84 -
5.2.3.	VELOCIDADE DE TRANSMISSÃO DE MENSAGENS GOOSE.....	87 -
5.3.	CASO REAL: UTILIZAÇÃO DA NORMA IEC 61850 EM UMA SUBESTAÇÃO EM EXPANSÃO	93 -
6.	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	95 -
6.1.	CONCLUSÕES.....	95 -
6.2.	TRABALHOS FUTUROS.....	96 -
	BIBLIOGRAFIA	97 -
	ANEXO I	100 -
	ANEXO II	104 -
	ANEXO III	107 -
	ANEXO IV	111 -

Siglas e abreviaturas

A/D	Analógico/Digital
ABB	Asea Brown Boveri
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APPID	Application Identity
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CID	Configurad IED Description
COR	Centro de Operação Regional
COS	Centro de Operação de Sistemas
CPU	Central Processing Unit
DNP	Distributed Network Protocol
DSP	Digital Signal Processing
E/S	Entrada/Saída
ED	Entrada Digital
EPRI	Electric Power Research Institute
GCB	GOOSE Control Block
GE	General Electric
GOOSE	Generic Oriented Object Substation Events
GPS	Global Positioning System
GSSE	Generic Substation Status Events
ICD	IED Capability Description
IEC	International Electrotechnical Commission
IED	Intelligent Eletronic Device
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletrônicos e Eletricistas
IHM	Interface Homem-Máquina
IRIG	Inter-Range Instrumentation Group
ISO	International Standard Organization
LAN	Local Area Network
LD	Logical Device
LED	Light-Emitting Diode
LN	Logical Node
MAC	Media Access Control
MMS	Manufacturing Message Specification
NA	Normalmente Aberto
NF	Normalmente Fechado
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OSI	Open Systems Interconnection
RDP	Registrador De Perturbações
RTOS	Real Time Operational System
SAGE	Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia
SAS	Sistema de Automação de Subestação
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SCD	Substation Configuration Description
SCL	Substation Configuration Language

SD	Saída Digital
SEL	Schweitzer Electronic Laboratories
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
SINOCON	Sistema Nacional de Observabilidade e Controlabilidade
SMV	Sample Measured Values
SSD	System Specification Description
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
UAC	Unidade de Aquisição e Controle
UCA	Utility Communications Architecture
UTR	Unidade Terminal Remota
VLAN	Virtual Local Area Network
WAN	Wide Area Network
XML	eXtensible Mark-up Language

Lista de Figuras

Figura 1 - Relés típicos de armadura de atracamento.....	- 6 -
Figura 2 - Redução espacial resultante da evolução tecnológica dos relés.....	- 9 -
Figura 3 - Algoritmo de tomada de decisão.....	- 11 -
Figura 4 - Divisão de um SEP em zonas de proteção.....	- 15 -
Figura 5 - Sobreposição de zonas de proteção.....	- 15 -
Figura 6 - Alocação de TCs.	- 16 -
Figura 7 - Relação entre carga X tempo.	- 18 -
Figura 8 - Tipos de contatos.	- 23 -
Figura 9 - Cabo serial com conector DB9.	- 24 -
Figura 10 - Cabo de pares de fios de cobre trançados com conector RJ45.	- 24 -
Figura 11- Cabo de fibra óptica de duas vias.....	- 25 -
Figura 12 - Benefícios da utilização de redes de comunicação.....	- 25 -
Figura 13 - Topologia centralizada.....	- 27 -
Figura 14 - Topologia distribuída.....	- 27 -
Figura 15 - Exemplo de IED: relé de proteção da Schneider Electric.	- 28 -
Figura 16 - Exemplo de UAC: Saitel 2000DP de fabricação da Schneider Electric.	- 29 -
Figura 17 - Exemplo de IHM.	- 30 -
Figura 18 - Switch da Garrettcom.	- 30 -
Figura 19 - Topologia de hardware baseada em IHM.	- 32 -
Figura 20 - Topologia baseada em UACs.	- 33 -
Figura 21 - Topologia descentralizada.	- 33 -
Figura 22 - Conexão em estrela.....	- 34 -
Figura 23 - Conexão em anel.....	- 35 -
Figura 24 - Conexão multiponto de dispositivos em rede RS485.....	- 39 -
Figura 25 - Modelo OSI de sete camadas.....	- 41 -
Figura 26 - Estrutura de comandos hierárquicos.....	- 46 -
Figura 27 - Seleção/operação de dispositivos.....	- 47 -
Figura 28 - Arquitetura de comunicação de uma subestação automatizada.	- 49 -
Figura 29 - Arquitetura - switches.	- 50 -
Figura 30 - Servidores redundantes.....	- 51 -
Figura 31 - Terminais de operação.	- 52 -
Figura 32 - Equipamentos componentes de um painel típico.	- 52 -
Figura 33 - Cabos para diferentes protocolos de comunicação.....	- 54 -
Figura 34 - Modelo de interface de um SAS.	- 57 -

Figura 35 - Estrutura de um ponto segundo a norma IEC 61850.	61 -
Figura 36 - Característica de transmissão das mensagens GOOSE.....	62 -
Figura 37 - Publicação de mensagem GOOSE em Data Sets.	63 -
Figura 38 - Arquivos de configuração XML.	65 -
Figura 39 - Rack de testes.	66 -
Figura 40 - Relé de proteção SEL 751-A.	67 -
Figura 41 - Diagrama de ligação do relé de proteção SEL 751-A.....	71 -
Figura 42 - Relé de proteção ABB REL 670.....	72 -
Figura 43 - Diagrama de fiação do relé ABB REL 670.	74 -
Figura 44 - Switch gerenciável RuggedCom RSG2100.....	76 -
Figura 45 - Esquemático do circuito de disparo de mensagens GOOSE.	77 -
Figura 46 - Frontal do relé ilustrando o botão de disparo.	78 -
Figura 47 - Lógica programada para o disparo de mensagens GOOSE.	79 -
Figura 48 - Visualização da trama de mensagens GOOSE.....	81 -
Figura 49 - Gráfico dos eventos GOOSE do relé ABB REL670.	83 -
Figura 50 - Experimento de interoperabilidade: mensagens GOOSE entre UAC e Relé de proteção.....	84 -
Figura 51 - Configuração do relé SEL 751-A.	85 -
Figura 52- Lógica programada na UAC.....	86 -
Figura 53 - Mensagens GOOSE enviadas.	86 -
Figura 54 - Mensagens GOOSE recebidas pelo relé de proteção SEL 751-A.....	87 -
Figura 55 - Circuito de disparo elétrico e de mensagens GOOSE.....	88 -
Figura 56 - Comparação entre os disparos elétricos e GOOSE.	89 -
Figura 57 - Lógica de disparo do relé da ABB.....	89 -
Figura 58 - Diferença no tempo de disparo de mensagens GOOSE e contato elétrico. . -	90 -
Figura 59 - Frequência temporal da diferença entre os disparos.....	90 -
Figura 60- Diferença entre disparos sem o Debouncing Time.....	91 -
Figura 61 - Histograma relacionando o tempo entre disparos e sua frequência sem o Debouncing Time.....	92 -
Figura 62 - Diagrama do sistema de transmissão.	93 -
Figura 63 - Unifilar geral da SE Araraquara 2.	94 -

Lista de tabelas

Tabela 1 - Valores típicos de operação de um relé de armadura de atracamento.....	- 7 -
Tabela 2 - Comparação entre os diversos tipos de relés de proteção.....	- 7 -
Tabela 3 - Tempos de resposta práticos em um SAS.	- 36 -
Tabela 4 - Capacidades típicas de E/S para um SAS.....	- 38 -
Tabela 5 - Especificação RS232C	- 38 -
Tabela 6 - Especificação RS485	- 38 -
Tabela 7 - Descrição das camadas do modelo OSI e suas analogias.....	- 41 -
Tabela 8 - Comparação entre diversos protocolos e normas utilizados em SAS....	- 41 -
Tabela 9 - Funcionalidades características da automação de subestação.....	- 45 -
Tabela 10 - Significado das Interfaces Lógicas.....	- 58 -
Tabela 11 - Equipamentos dispostos nos três níveis da subestação.	- 58 -
Tabela 12 - Endereçamento MAC recomendado pela norma.....	- 63 -
Tabela 13 - Configurações gerais dos IEDs.....	- 77 -
Tabela 14 - Eventos GOOSE.....	- 81 -

1. Introdução

O desenvolvimento do Brasil se deu principalmente no eixo sul-sudeste até boa parte do século XX. Com demanda por energia cada vez mais crescente, projetos de grande porte de usinas hidrelétricas foram concebidos, tendo como principal exemplo a construção da usina de Itaipu, no estado do Paraná, na década de 1970. Aproveitando o potencial hídrico de bacias distantes dos principais centros de carga, pode-se citar também a usina de Tucuruí na região Norte, o complexo hidrelétrico de Paulo Afonso, na bacia do Rio São Francisco, além de outros.

O Brasil é um país de dimensões continentais e, portanto, com diversos climas característicos de suas distintas regiões, o que resulta numa sazonalidade quanto ao período de chuvas e de secas, onde a porção do país acima do Trópico de Capricórnio (regiões SE, CO, N e NE) apresenta comportamento anual oposto ao da região inferior ao Trópico (região S). Não sendo suficiente esta complementaridade para garantir segurança no fornecimento de energia, são introduzidas usinas térmicas com alto fator de disponibilidade, sendo acionadas somente quando o despacho econômico determina a operação destas usinas, já que apresentam custo operativo muito maior.

É composto então o Sistema Interligado Nacional (SIN) que reúne todos os órgãos públicos e privados do setor elétrico de geração e transmissão de energia. Tais órgãos são responsáveis pela manutenção e operação dos diversos equipamentos que compõem um sistema de potência e devem garantir o fornecimento de energia de forma contínua e segura para os consumidores.

É nesse contexto que se aplica a proteção dos sistemas elétricos, tendo em vista que todo equipamento está sujeito a falhas e que a operação do sistema deve estar preparada para o pior tipo de falta possível. O objetivo da proteção é, então, isolar a falta, desconectando do sistema a menor parte possível a fim de garantir o fornecimento de energia de forma segura e com qualidade para o resto do sistema.

Como no setor de geração e transmissão lida-se com altas tensões e correntes, a energia liberada numa falta é enorme, capaz de rapidamente inutilizar isoladores, resultando num risco cada vez maior ao longo do tempo em que a falta permanece sem ser sanada.

Os equipamentos de proteção são, principalmente: relés de proteção, fusíveis, etc. Os relés são alimentados pelos transformadores de medição e, a partir deles, detecta as faltas no sistema. A partir da análise destas medições (tensão, corrente, frequência, ângulo de fase) e dos ajustes definidos em sua configuração, detecta um curto-circuito no sistema e envia ao disjuntor o comando para abrir e cessar a alimentação da falta.

Além da correta parametrização dos relés, a redução no tempo de atuação da proteção é assaz importante para a qualidade no fornecimento da energia e confiabilidade no sistema elétrico.

Além disso, através de sistemas de automação da subestação elimina-se a falha humana por parte do operador, aumentando a confiabilidade do sistema, além de reduzir o tempo de resposta da operação frente a perturbações.

Com o avanço nas tecnologias de telecomunicações, meios mais modernos de comunicação entre os IEDs (dispositivos eletrônicos inteligentes) de uma subestação passaram a ser empregados e, diversas normas definindo os parâmetros desta comunicação entre IEDs surgiram. Com diferentes fabricantes, diferentes protocolos de comunicação foram criados, gerando dificuldades no projeto de subestações e na posterior modernização das mesmas, já que equipamentos de fabricantes distintos não “falavam a mesma língua”.

Na vanguarda do projeto de automação de subestações, a International Electrotechnical Commission (IEC) criou a norma IEC 61850 que simplifica a comunicação entre os IEDs, eliminando as dificuldades criadas pelos protocolos proprietários.

Além da interoperabilidade, a norma prevê tempos de atuação da proteção mais rápidos, uma vez que seleciona quais eventos e alarmes têm maior prioridade, sendo prioritários os disparos de proteção. Além disso, por estabelecer protocolos de rede, o sistema de automação é facilmente implementado.

1.1. Objetivos

Este trabalho possui como objetivos uma abordagem acerca dos benefícios do uso da norma IEC 61850, focando principalmente no protocolo GOOSE definido por ela, de forma a reduzir o tempo de operação da proteção de um sistema de potência e mostrar a fácil interoperabilidade entre os IEDs que compõem o sistema de automação.

Para comprovar o tema proposto, serão realizados três ensaios demonstrando as características das mensagens GOOSE e a interoperabilidade entre diferentes IEDs de fabricantes distintos e comparando o tempo de atuação de um disparo GOOSE com o de um contato elétrico desencadeados por um mesmo evento.

Além disso, um exemplo real é introduzido, de forma que ficam demonstrados claramente os benefícios da norma IEC 61850.

1.2. Estrutura do trabalho

O Capítulo 2 apresenta a evolução tecnológica dos relés de proteção e suas novas funcionalidades, desde os relés eletromecânicos até os relés digitais mais modernos, também conhecidos como numéricos.

O Capítulo 3 descreve um sistema de automação de subestações (SAS), suas funcionalidades, diferentes tipos de protocolos de comunicação utilizados, topologias, etc.

Após expor os diferentes protocolos de comunicação utilizados em SAS, o Capítulo 4 apresenta a norma IEC 61850 e seu protocolo de maior interesse: o serviço de mensagens GOOSE.

O Capítulo 5 inclui, primeiramente, uma apresentação dos equipamentos utilizados nos ensaios e os três experimentos realizados para comprovar os benefícios da norma IEC 61850, além de um caso real da utilização direta da mesma.

Finalmente o Capítulo 6 alinha as conclusões do trabalho e propõe futuros trabalhos sobre o tema para difundir o conhecimento sobre o assunto ainda recente e, portanto, não tão explorado no meio acadêmico.

2. Tecnologia de proteção: fundamentos

Um sistema elétrico de potência (SEP) tem como objetivo fornecer energia para seus consumidores e deve ser projetado e operado a fim de entregar energia de forma confiável, econômica e ininterrupta. Tendo em vista que a sociedade moderna é extremamente dependente da energia elétrica, sua indisponibilidade causa prejuízos econômicos na mesma proporção do tempo de interrupção no fornecimento, ou seja, quanto mais tempo sem energia, maiores serão os impactos econômicos. Para uma maior confiabilidade e segurança no sistema, tecnologias de ponta vêm sendo desenvolvidas e o custo de implantação das mesmas cresce na mesma velocidade. Tendo em vista que os conceitos de energia confiável e econômica são antagônicos, o dimensionamento do sistema deve ponderar ambos.

Um SEP completo representa um grande investimento de capital já que os diversos equipamentos que o compõem são bastante caros e, portanto, considerando as limitações de confiabilidade e segurança no fornecimento, deseja-se operá-lo com sua capacidade máxima. Mais fundamental que buscar o retorno econômico é operar o sistema com segurança já que, por mais bem dimensionado que seja, nunca estará imune às faltas que representam risco de vida e/ou perdas materiais. Tais faltas têm um grande poder destrutivo, uma vez que descarregam uma grande quantidade de energia em pouquíssimo tempo e causam prejuízos à instalação tais como fusão em núcleo de transformador e em condutores de cobre e a produção de incêndios. Portanto, um SEP que funcione como o esperado depende de um sistema de proteção adequado para detecção das falhas e desconexão do mínimo de vãos para isolar a falta e, assim, atender às exigências mínimas de operação.

2.1. Equipamentos de proteção

As seguintes definições sobre proteção de SEP fazem-se necessárias:

- **Sistemas de proteção** - arranjo completo de equipamentos de proteção e dispositivos periféricos necessários ao cumprimento de uma função baseada em uma norma de proteção. (IEC 60255-20)
- **Equipamento de proteção** - conjunto de dispositivos de proteção (relés, fusíveis, etc.) exceto transformadores de instrumentação, disjuntores, chaves seccionadoras, etc.

- **Esquema de proteção** - conjunto de equipamentos de proteção que desempenham uma função definida, inclusos todos os dispositivos necessários para tal esquema funcionar (relés, disjuntores, seccionadoras, transformadores de instrumentação, baterias, etc.).

Com o objetivo de satisfazer os requisitos de proteção com o menor tempo possível de atuação para as diversas configurações do sistema e condições operacionais, a tecnologia dos relés de proteção vem evoluindo, resultando em equipamentos modernos capazes de processar as informações medidas do sistema e atuar proteções de complexidade variada tais como as de sobrecorrente e de distância [1].

Os relés de proteção quanto à tecnologia classificam-se da seguinte forma:

- Eletromecânicos;
- Estáticos;
- Digitais;
- Numéricos.

Um relé nada mais é que um dispositivo que “enxerga” certa condição (aumento na corrente, variação de tensão e frequência, etc.) e a analisa, permanecendo inerte caso seja tal condição considerada normal ou disparando um sinal caso seja uma condição anormal.

As últimas décadas presenciaram a evolução dos relés de proteção, saindo desde o relé eletromecânico que foi sucessivamente substituído por relés estáticos, digitais e numéricos, com manutenção ou elevação da confiabilidade.

2.1.1. Relés eletromecânicos

Foram os primeiros a serem utilizados na proteção de SEPs, datando de mais de um século de uso. Seu princípio de funcionamento é o uso de uma força mecânica gerada por um fluxo de corrente em bobina envolvendo um núcleo magnético, fechando-se um contato elétrico e fazendo então com que uma corrente elétrica flua pelo circuito de disparo. As entradas e saídas do relé eletromecânico são isoladas galvanicamente, sendo essa uma vantagem de tal princípio de funcionamento.

Os relés eletromecânicos podem ser classificados em seis diferentes tipos, listados a seguir:

- Armadura de atracamento (contato móvel);
- Bobina móvel;
- Indução;
- Térmico;
- Motorizado;

- Mecânico.

Para uma função simples de liga/desliga, onde correntes substanciais fluem pelos contatos de saída, os relés eletromecânicos de armadura de atracamento ainda são utilizados, tendo os demais tipos sido substituídos por outros mais modernos.

2.1.1.1. Relé de armadura de atracamento (contato móvel)

Consiste em um eletroímã com núcleo de ferro que atrai um contato móvel quando energizado. A força restauradora atua graças a molas ou a própria gravidade fazendo o contato móvel retornar à posição original quando o eletroímã é desenergizado. A figura 1 mostra algumas formas mais comuns de relé de armadura de atracamento.

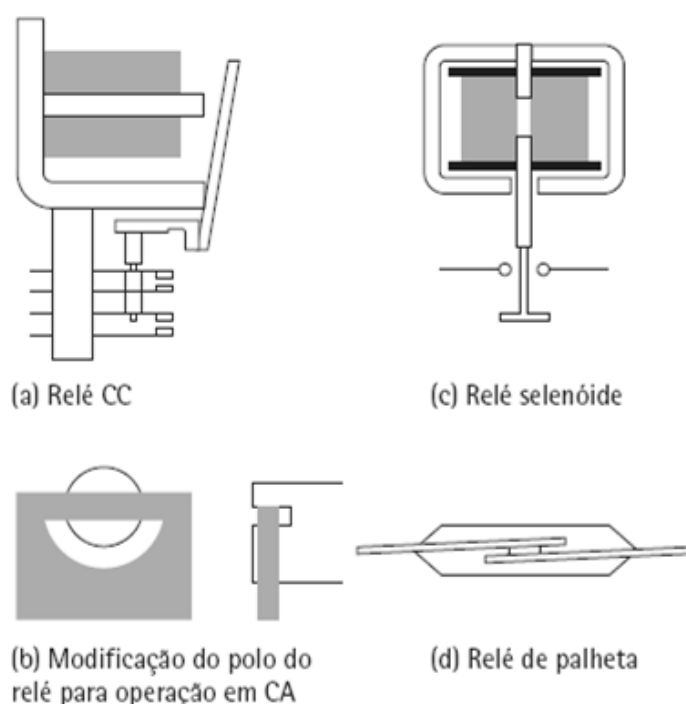


Figura 1 - Relés típicos de armadura de atracamento.

Com a movimentação da armadura, abre-se ou fecha-se um contato móvel que, ao atracar em um contato fixo, fecha o circuito de disparo. O que assegura sua utilização até hoje é a capacidade de transportar e interromper correntes de magnitudes relativamente maiores.

A energização pode ser feita por meio de corrente contínua ou alternada. No caso de corrente contínua, deve-se utilizar eletroímãs de materiais de fluxo remanescente muito baixo já que este fluxo magnético pode impedir a liberação do relé quando a corrente de atuação for removida. Já no caso de se utilizar energização por corrente alternada, deve-se ter meio de se evitar oscilações que ocorrem quando o fluxo passa por zero, a cada meio ciclo. Para o projetista, deve-se ter em mente a velocidade de

operação, os tipos de contatos necessários e o consumo de energia. A tabela 1 mostra valores típicos para este tipo de relé.

Tabela 1 - Valores típicos de operação de um relé de armadura de atracamento.

Tipo de Relé	Velocidade de operação (ms)	Consumo (W)
Relé eletromecânico de armadura de atracamento	100~400	0,05~0,2

2.1.2. Relés estáticos

O nome deriva do fato que o relé estático não tem nenhuma parte móvel para gerar a característica do relé. Sua utilização teve início nos anos 60 devido ao avanço da eletrônica com a substituição das bobinas e ímãs por componentes analógicos com transistores e diodos em conjunto com componentes elétricos, sendo posteriormente utilizados circuitos integrados lineares e lógica programável. Cada relé desempenha uma função única de proteção, sendo que funções mais complexas demandavam vários conjuntos de equipamento interconectados. Não possuem grande flexibilidade de configuração, sendo restritivos quanto à programação pelo usuário, limitada pelas funções básicas de ajuste das curvas características do relé.

Suas principais vantagens em relação ao relé eletromecânico são uma flexibilidade maior, economia de espaço e, em alguns casos, a carga reduzida consumida pelo relé.

Os relés necessitam de uma fonte de alimentação confiável em corrente contínua para uma correta atuação da proteção. São bastante sensíveis a interferências eletromagnéticas, devendo o projeto que utiliza tal relé prever meios de proteção para os seus circuitos em um ambiente bastante hostil a circuitos eletrônicos em virtude dos transitórios eletromagnéticos, frutos de operações de chaveamento e faltas.

2.1.3. Relés digitais

Com o avanço da microeletrônica, as funções de proteção passaram a ser desempenhadas por microcontroladores e microprocessadores, substituindo-se os circuitos analógicos por relés digitais. Dispõem de conversores analógicos-digitais (A/D) e foram introduzidos no mercado na década de 70. Possuem maior flexibilidade de ajustes de proteção e precisão em comparação com os relés anteriores, sua capacidade limitada de processamento podendo interferir diretamente na velocidade de atuação da proteção.

2.1.4. Relés numéricos

Distintos dos relés digitais por detalhes técnicos, são uma evolução do relé anterior graças aos avanços da tecnologia e se utilizam de um processador de sinal digital (DSP) que otimiza o processamento dos sinais com o apoio de ferramentas de software instaladas em um microprocessador poderoso. Com a evolução da tecnologia e o constante barateamento dos componentes (microprocessadores, memória, etc.) é possível a utilização de um único equipamento realizando inúmeras funções, sendo o desempenho computacional garantido pela utilização de multiprocessadores. É considerado, portanto, um *IED*.

A seguir, algumas vantagens de um relé numérico sobre o relé de proteção estático

- Diversos grupos de ajuste;
- Maior faixa de ajuste de parâmetros;
- Comunicação remota interna;
- Diagnóstico interno de falta;
- Medições de grandezas elétricas;
- Localização de faltas;
- Funções auxiliares de proteção;
- Monitoração de equipamentos de pátio como disjuntores e chaves seccionadoras;
- Lógica programável pelo usuário;
- Funções de proteção de retaguarda;
- Consistência dos tempos de operação – redução da margem de coordenação.

As desvantagens da utilização dos relés numéricos podem ser resumidas em confiabilidade e disponibilidade. Isto é explicado pelo fato de que, com a falha de um relé numérico, uma gama maior de funções de proteção realizadas por este dispositivo seriam perdidas ao contrário do que aconteceria se estas funções fossem descentralizadas. A disponibilidade é um fator crítico quando se tem em mente a evolução tecnológica. Os equipamentos são descontinuados por obsolescência acelerada e os protocolos de comunicação tendem a ser proprietários, ou seja, exclui-se a possibilidade de comunicação entre dois equipamentos de fabricantes diferentes sem a utilização de um conversor de protocolos (encarecimento do projeto), a considerar que o sistema em geral previa a utilização de somente um determinado protocolo.

Com a experiência da utilização dos relés numéricos, as falhas mecânicas de hardware foram identificadas e o projeto do equipamento com o conhecimento destas

falhas passou a superá-las. As falhas de software podem ser corrigidas pela atualização do firmware dos relés, via canal de comunicação. Quanto à interoperabilidade (definida como a capacidade de diversos equipamentos de fabricantes distintos se comunicarem), foi desenvolvida a norma de comunicação entre equipamentos em subestações IEC 61850 que prevê uma instalação com equipamentos de diversos fabricantes e de tecnologias mais ou menos evoluídas [2]. Esta norma é o objeto de estudo deste projeto de graduação e será discutida no capítulo 4.

A figura 2 ilustra bem a economia de espaço proporcionada pelo uso de relés numéricos em oposição aos de tecnologias ultrapassadas. O uso de uma menor área reflete numa redução direta dos gastos não só em termos de fabricação do painel como também em relação a um menor número de cabos utilizados na instalação da subestação [3].



Figura 2 - Redução espacial resultante da evolução tecnológica dos relés.

Como o objeto de estudo deste trabalho é a implementação e observação dos benefícios previstos na utilização da norma IEC 61850 na comunicação entre os *IEDs* de uma subestação, esta só é aplicável aos relés numéricos. Portanto, a tecnologia e os conceitos de tal relé serão apresentados a seguir, deixando de lado explicações sobre tecnologias de relés já ultrapassadas.

2.1.4.1. Hardware

A arquitetura de hardware de um relé numérico consiste em um ou múltiplos microprocessadores, memória, entradas e saídas digitais e analógicas e uma fonte de

alimentação dedicada. O uso de múltiplos microprocessadores segrega a função de proteção das demais funções periféricas do relé numérico em unidades de processamento distintas, com as demais funções como interface homem-máquina (IHM) e serviços de monitoramento do vão funcionando independentemente, resultando em uma maior velocidade de processamento e, conseqüentemente, da atuação da proteção.

Além de ser capaz de trabalhar em alta velocidade, o relé numérico deve ser imune aos inúmeros ruídos elétricos ambientais na subestação. Para isso, deve haver uma blindagem elétrica eficiente. As entradas digitais são isoladas opticamente para que transitórios não sejam transmitidos para os circuitos internos. Já as analógicas isolam-se dos circuitos internos por meio de transformadores de precisão, que eliminam os transitórios irrelevantes.

Para o processamento dos sinais analógicos, deve-se convertê-los em digitais através de conversores A/D, preferencialmente dedicados para cada entrada analógica.

Para extrair da medida sua componente de frequência fundamental, processamento posterior de sinais é executado pelo software do relé que realiza, ainda, a operação lógica que trata as medidas aquisitadas e, se necessário, faz atuar saídas digitais por meio de relés auxiliares. Quando os dispositivos se comunicam via protocolo, isto é feito através de um barramento de comunicações.

2.1.4.2. Software

É organizado por um conjunto de tarefas e opera em tempo real utilizando um sistema operacional (RTOS) que garante a execução das outras tarefas de uma forma pré-definida e com prioridades pré-estabelecidas. As tarefas do software são divididas entre determinadas funções (como inicialização do sistema, IHM, funções auxiliares, etc.) e a principal delas é a que define a função de proteção via software de aplicação. O software de aplicação utiliza o algoritmo de proteção e dados programáveis pelo usuário que serão comparados com os valores amostrados pelo relé. Utiliza-se a Transformada Discreta de Fourier para a obtenção da amplitude e fase das medições, sendo este cálculo sempre repetido para as medidas de interesse do algoritmo. Suas decisões são tomadas de acordo com a figura 3.



Figura 3 - Algoritmo de tomada de decisão.

2.1.4.3. Características adicionais

Como geralmente se tem múltiplos processadores, apenas parte da capacidade de processamento do relé é destinada ao algoritmo de proteção. Outras funções podem ser utilizadas sem pôr em risco a capacidade do relé de atuar corretamente. Estas outras funções são típicas, estão em geral presentes nos relés numéricos e são apresentadas nas seções a seguir.

2.1.4.3.1. Disponibilização dos valores medidos

Utilizando pouca capacidade de processamento, pode-se aproveitar e disponibilizar ao usuário os valores de ajuste que o relé aquisitou e usou para processar suas rotinas. Estes dados podem ser disponibilizados no visor frontal do equipamento ou via comunicação remota. Além das variáveis básicas do sistema elétrico que são aquisitadas (tensão e corrente), outras podem ser calculadas a partir das disponíveis e também oferecidas, tais como:

- Impedâncias e variáveis de sequência;
- Potência aparente, ativa, reativa e fator de potência;
- Energia;
- Componentes harmônicas;
- Frequência;

- Distância de falta.

É importante ressaltar que a precisão da medição depende não apenas de quão preciso é o relé mas também da precisão dos transformadores de instrumentação utilizados (TPs e TCs).

2.1.4.3.2. Registrador de perturbações e sincronização no tempo

Com a possibilidade de se expandir sua capacidade de memória, os relés numéricos passaram a apresentar também a capacidade de registrar os dados aquisitados e armazená-los. Isto com indicação do momento exato da ocorrência das faltas e de quaisquer perturbações no vão, graças à sua sincronização no tempo e disponibilização ao operador do sistema. A sincronização no tempo se dá ao estabelecer-se a hora do sistema como a de um relógio externo e confiável, com atualização constante. A comunicação entre os dispositivos pode ser feita por sinal de IRIG-B, por GPS ou ainda através de servidores de internet.

Porém, deve-se salientar que para subestações maiores, onde é necessário o monitoramento de diversos vãos, é mais conveniente utilizar dispositivos próprios de registro de perturbações (RDPs) para não comprometer a função de proteção.

2.1.4.3.3. Lógica programável

Funções importantes como intertravamento e religamento automático necessitam de lógicas para serem implementadas e isto é fato desde antes do advento dos relés numéricos. Porém, com estes relés foi possível programar lógicas exclusivas utilizando-se suas entradas digitais e analógicas para substituir funções onde seriam necessárias a implementação de outros dispositivos ou mesmo relés distintos. Por exemplo, um relé de sobrecorrente a jusante de um transformador pode utilizar os dados de temperatura providenciados pelo monitor de temperatura de seus enrolamentos para utilizá-los como entradas em lógicas previamente programadas e julgar se necessário enviar sinais de disparo para o disjuntor ou alarme para o sistema supervisor. Com isto, eliminam-se equipamentos que realizariam esta função específica da lógica programada (como um relé de temperatura de enrolamento).

2.1.4.3.4. Controle de disjuntor e monitoramento de estado

Com os contatos auxiliares de disjuntores previamente conectados nos terminais de entrada digital dos relés, pode-se monitorar o estado do equipamento. Além disso,

lógicas podem ser programadas para controle do disjuntor ou simples monitoração de status. Os relés numéricos também podem ser utilizados para o monitoramento da necessidade de manutenção do disjuntor já que através do registro de perturbações é possível identificar tal necessidade a partir dos seguintes parâmetros que definem o desgaste do equipamento:

- Tipo de disjuntor;
- Número de operações realizadas;
- Corrente de interrupção cumulativa.

Além disso, a função de religamento do disjuntor pode ser implementada utilizando-se as saídas digitais do relé numérico, eliminando-se circuitos separados de fechamento de disjuntor.

2.1.4.3.5. Mais de um grupo de ajustes

Define-se como grupos de ajustes diferentes ajustes para diferentes configurações do sistema. Um sistema elétrico pode ter suas configurações modificadas pelo operador em função da variação da demanda. Estes grupos de ajustes devem seguir o nível desejado de proteção da rede prevendo-se diferentes níveis de curto-circuito para as diferentes configurações.

O comando para mudança de grupo de ajustes pode ser implementado via lógica ou vir de um sistema supervisor, eliminando-se assim o uso de um relé para cada grupo, resultando em economia de espaço e capital.

2.1.4.4. Resultados adquiridos da evolução dos relés de proteção

Um relé numérico com inúmeras funcionalidades periféricas elimina a necessidade de equipamentos dedicados exclusivamente a estas funcionalidades, resultando numa tendência constante de projeto de subestações utilizando cada vez menos dispositivos de medição e controle. Portanto, um relé de proteção moderno não mais se restringe às funções básicas de proteção como seus antecessores, tornando-se cada vez mais parte do esquema de automação de subestações.

A escolha de um relé de proteção para realizar também funções de automação se dá pelo fato de que o relé é um equipamento obrigatório para proteção de circuitos, sendo o único indispensável em circuitos de grande capacidade (onde fusíveis não são utilizados).

Com o desenvolvimento constante dos microprocessadores, não é demais prever que futuramente os relés numéricos poderão ser os únicos dispositivos de proteção e também de automação de uma subestação, tornando-se Unidades Terminais Remotas

(UTRs), também chamadas de Unidades de Aquisição e Controle (UAC), como concentradores de informação locais na rede de automação. A tabela 2 resume as vantagens e desvantagens de cada tipo de relé.

Tabela 2 - Comparação entre os diversos tipos de relés de proteção.

Tipo	Vantagem(ns)	Desvantagem(ns)
Eletromecânico	Robustez; elevada vida útil.	Pouca flexibilidade, função única de proteção; ocupam bastante espaço.
Estático	Ocupam menor espaço; menor carga consumida.	Função única de proteção; pouca flexibilidade de configuração; elevada sensibilidade a interferências eletromagnéticas.
Digital	Maior precisão; maior flexibilidade de ajustes de proteção.	Baixa capacidade de processamento interferindo diretamente no desempenho e velocidade de atuação da proteção.
Numérico	Diversos grupos de ajustes; comunicação remota; múltiplas funções de proteção e auxiliares; configuração via software; alta capacidade de processamento; etc.	Confiabilidade; disponibilidade.

2.2. Zonas de proteção

Com o intuito de limitar a extensão da desconexão da porção do SEP onde ocorre a falta, estabelecem-se as zonas de proteção. Tal procedimento é mostrado na figura 4.

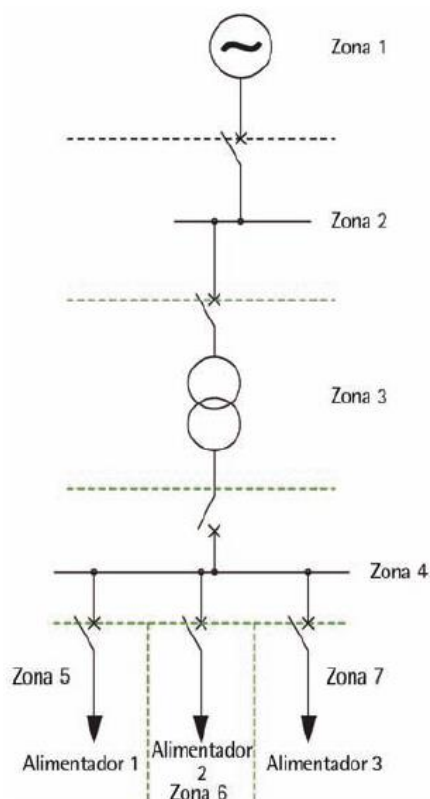


Figura 4 - Divisão de um SEP em zonas de proteção.

Para que nenhuma parte do sistema fique sem cobertura da proteção, as zonas devem se sobrepor, conforme mostrado nas figura 5 e 6(a).

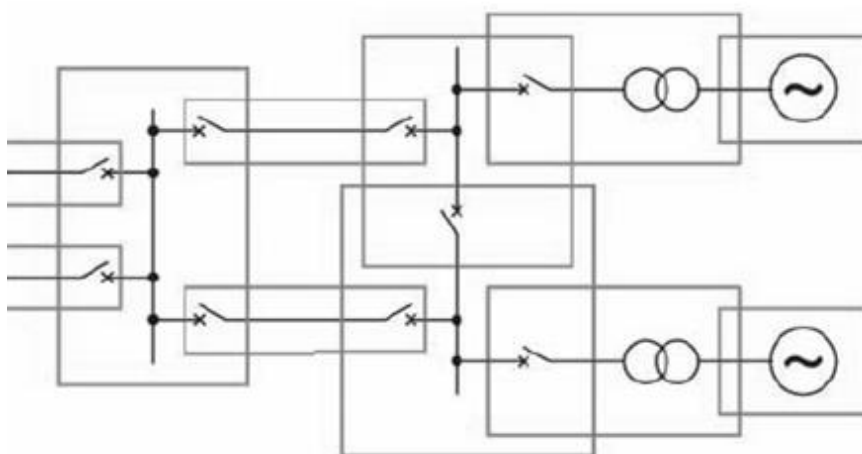


Figura 5 - Sobreposição de zonas de proteção.

Por motivos econômicos ou práticos, nem sempre é possível a alocação dos transformadores de corrente dos dois lados do disjuntor, como mostrado na figura 6(b). Com isso, uma porção da instalação entre o TC adjacente e o disjuntor fica suscetível a falhas. Uma falha no ponto F dispararia a proteção do barramento. Entretanto, o alimentador poderia continuar a alimentar a falha caso sua proteção

fosse do tipo unitária. Tal problema pode ser solucionado prevendo-se uma zona de proteção com maior extensão ou utilizando-se do *intertripping* (disparo dos disjuntores dos dois terminais do vão).

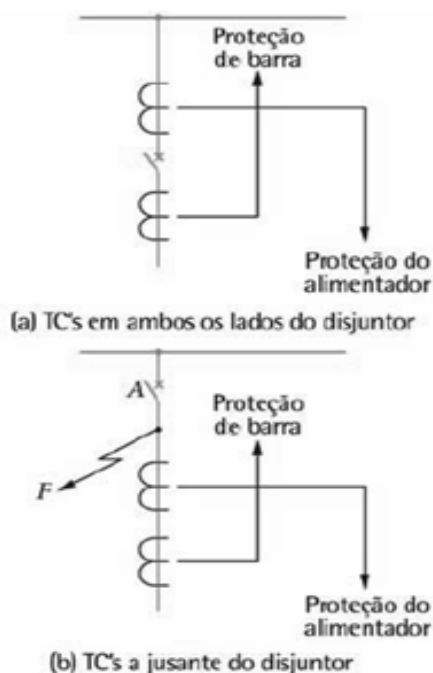


Figura 6 - Alocação de TCs.

2.3. Confiabilidade

Conforme discutido anteriormente, é requisito de um SEP um grau de confiabilidade elevado e, para garantia disto, deve-se estar atento tanto na etapa de projeto quanto no comissionamento. A maior causa de falhas no sistema de proteção é atribuída a erros nas seguintes etapas:

- **Mau dimensionamento/configuração** – o sistema de proteção de um SEP deve levar em conta o ambiente de instalação, sua influência na ocorrência de faltas, frequência e duração destas faltas e interferências nos componentes do sistema. Também há de se ter em mente os equipamentos de proteção a serem utilizados e os parâmetros físicos e de operação do sistema. Um correto dimensionamento fornecerá parâmetros para uma correta configuração dos relés de proteção;
- **Instalação e testes incorretos** – testes em fábrica que simulem as diversas falhas que ocorrem no sistema devem ser previstos para a garantia da correta atuação da proteção e corroborar a correta configuração dos relés. Testes em campo devem verificar sobretudo a correta instalação dos equipamentos e o projeto de esquema de ligação entre os equipamentos.

- **Vida útil dos equipamentos** – após o começo de operação do sistema, os diversos componentes do SEP começam a se desgastar, fato que pode comprometer a correta atuação do sistema de proteção e, portanto, testes periódicos devem verificar o estado dos equipamentos. Tais testes devem ser feitos sem alterar a configuração da instalação e, para isso, são utilizados blocos de teste. De suma importância está a revisão periódica de circuitos críticos como os de disparo de disjuntor. Os relés numéricos modernos são capazes de realizar estes testes de diagnósticos e informar quando da ocorrência de falhas.

2.4. Desempenho da proteção

Um desempenho satisfatório é atingido quando uma falta do sistema é eliminada pela abertura do disjuntor correspondente ao relé em questão. Ao longo do tempo, esse desempenho é determinado estatisticamente, sendo cada falta classificada como uma ocorrência.

Uma forma de se garantir o correto desempenho da proteção é utilizar equipamentos de proteção redundantes quando isto for viável economicamente. Sendo K a probabilidade de um dos equipamentos falhar, ao se utilizar a redundância a chance de haver falha nos dois equipamentos é K^2 . Como os relés numéricos são dispositivos já consolidados no mercado, com alto nível de confiabilidade, a sua probabilidade K de falhar é muito pequena, tornando K^2 um valor irrisório.

Ao se utilizar múltiplos sistemas de proteção, o disparo de desligamento pode ser enviado de várias maneiras. Como na maioria das instalações com sistemas de proteção redundantes utiliza-se apenas de 2 dispositivos, os métodos mais comuns de envio de disparo são:

- **Dois em dois** – operam ambos os sistemas para ocorrer a operação de abertura. Este método protege contra a má operação;
- **Um em dois** – apenas um sistema opera para ocorrer a operação de abertura. Este sistema protege contra falha de operação resultante de falha interna no sistema de proteção.

Muito raramente são utilizados três sistemas de proteção, em topologia do tipo *dois em três*, garantindo tanto segurança contra abertura indesejável como confiabilidade da abertura.

Na proteção de barramentos é comum a utilização de sistemas de proteção duplos, onde é necessário que ambos atuem corretamente para haver uma completa abertura, evitando assim a perda de uma barra e, conseqüentemente, uma perda enorme de

alimentação. Em circuitos críticos, é comum o uso de sistemas de proteção principal duplicados, capazes de atuar independentemente.

2.5. Velocidade

Quando se fala em sanar uma falta no sistema o mais rápido possível, não se tem em mente somente o desperdício de energia mas, principalmente, a estabilidade do SEP, já que uma falta pode causar a perda de sincronismo do sistema. Isto ocorre porque conforme o carregamento do sistema é aumentado, a defasagem entre as tensões das barras também pode aumentar e há um limite crítico para que essa defasagem não desestabilize o sistema.

A figura 7 indica relações entre o carregamento do sistema e o tempo necessário para eliminação das faltas, ficando evidente que a estabilidade do sistema é mais afetada por faltas envolvendo mais de uma fase, sendo necessário um isolamento mais rápido destas para que o sistema restante permaneça em sincronismo e, portanto, estável.

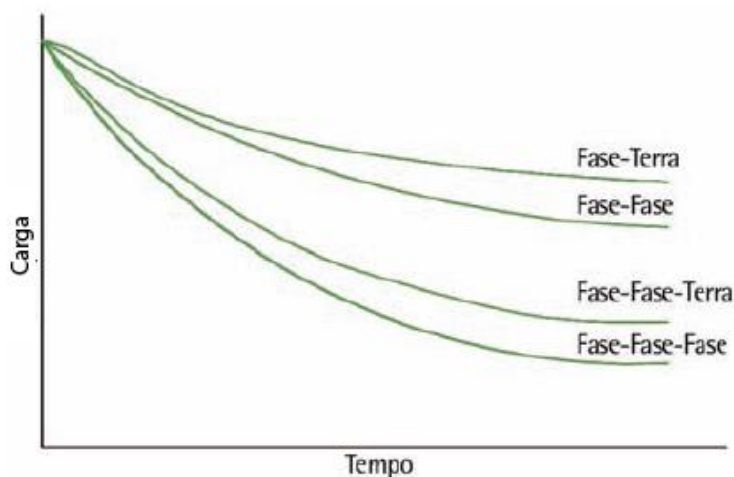


Figura 7 - Relação entre carga X tempo.

Outra necessidade da eliminação o mais rápido possível de faltas é reduzir os danos inevitáveis decorrentes de faltas, já que ocorre uma enorme densidade de liberação de energia no ponto de falta, sendo esta proporcional ao quadrado da corrente de falta e ao tempo e à duração da falta.

Em sistemas de distribuição, em geral adota-se a coordenação no tempo já que o nível de curto-circuito do sistema é relativamente menor não sendo tão crítica a eliminação quase que imediatamente após o início da falta. Já em sistemas de alta tensão e usinas, utilizam-se com maior frequência sistemas de proteção unitária já que a correta atuação da proteção tem um peso maior que a economia em equipamentos.

2.6. Seletividade

A seletividade é definida como a capacidade de causar a abertura do menor número de disjuntores para isolar uma falta, também sendo chamada de *propriedade discriminatória*. Esta propriedade pode ser obtida através dos seguintes métodos gerais.

2.6.1. Coordenação no tempo

Neste caso, todos os sistemas de proteção em zonas adjacentes são programados para operar no seguimento a uma falta. Os relés de proteção são configurados com um retardo temporal em relação ao relé a jusante. Desta forma, todos os relés operam ao enxergarem a falta mas apenas o mais próximo dela (com menor ou nenhum retardo temporal configurado) completará a função de abertura de seu disjuntor correspondente. Sua velocidade de resposta é variável porém em geral rápida, dependendo da gravidade da falta.

2.6.2. Sistemas unitários

São sistemas de proteção configurados para operação numa região delimitada para a ocorrência de faltas, sendo compostas por esquemas com comunicação relé a relé, teleproteção, proteção diferencial etc. Possui uma velocidade de operação relativamente rápida, independente da gravidade da falta. Espera-se estabilidade por parte do sistema unitário, ou seja, que não sofra efeito de variações das condições do ambiente externo ao equipamento.

Também conhecida como proteção restrita, este tipo de proteção tem o objetivo de detectar e eliminar, seletivamente e sem retardo intencional falhas ocorridas apenas no componente protegido.

A proteção unitária tem como parâmetros a comparação entre grandezas nas regiões de fronteira de sua área de atuação, demarcadas pela localização dos transformadores de corrente. Os resultados dessas comparações são enviados via conexão física ou, mais recentemente, através de canais de comunicação.

Para garantir a seletividade conforme projetada, deve-se estar atento não somente à parametrização dos relés bem como à correta coordenação relé-transformador de corrente e à variação das características do sistema (impedância, nível de curto-circuito, etc.) em virtude de manobras realizadas pelo operador ou reajuste de configurações devido a faltas em outras áreas.

2.7. Proteção intrínseca

Conjunto de dispositivos de proteção em geral integrados aos equipamentos do SEP. Presentes nos transformadores, disjuntores, geradores, reatores, etc. Como exemplo há os relés de Bucholz, sensores de temperatura, válvulas de alívio de pressão, sensores de nível de óleo, sensores de pressão de óleo e SF6, etc.

2.8. Proteção gradativa ou irrestrita

Tem o objetivo de detectar e eliminar falhas no componente protegido e fornecer proteção adicional a equipamentos adjacentes. Quando aplicada como proteção de retaguarda, atua coordenadamente com as proteções dos equipamentos adjacentes, com retardo de tempo intencional. Como exemplo de proteção gradativa temos as proteções de sobrecorrente e de distância.

2.9. Proteção principal e de retaguarda

Todo dispositivo em um sistema real está sujeito a falhas e não é diferente com os equipamentos de proteção. Como a atuação da proteção é fator crítico para que os requisitos de um SEP sejam atendidos a níveis aceitáveis de confiabilidade, em geral utiliza-se de um esquema principal e outro reserva, classificados em *proteção primária* e *proteção de retaguarda*.

A proteção de retaguarda, também classificada como de backup, pode estar alocada no local ou remotamente. Tanto a proteção primária quanto a de backup percebem a falta, sendo que a última possui um retardo em seu tempo de atuação garantindo que ela só atue caso a falta não seja eliminada pela proteção principal.

A proteção principal é composta por um sistema de proteção unitária e um gradativo. Deve atuar rapidamente, causando a desconexão de uma parte mínima do sistema. Ao contrário, a proteção de retaguarda deve ser retardada e causa a desconexão de uma parte maior do sistema. Por tal motivo, para sistemas com um nível de curto-circuito maior onde se deseja a eliminação da falta com o mínimo de tempo, é comum o uso de proteções primária e de retaguarda em paralelo (duplicadas).

Em teoria, os sistemas de proteção de retaguarda devem ter seus próprios circuitos e transformadores de instrumentação, além de relés, bobinas de disparo dos disjuntores e fontes de alimentação, para se garantir a independência das falhas ocorridas no sistema de proteção principal. Porém, em geral não é economicamente viável adotar-se todas estas medidas. Visando a segurança da instalação e do SEP, o ONS exige que [4] os sistemas de proteção tenham as seguintes configurações mínimas gerais:

- À exceção dos barramentos, todo componente deve ser protegido localmente por dois sistemas de proteção totalmente independentes;

- A proteção dos equipamentos deve ser projetada para não depender da proteção de retaguarda remota no sistema de proteção, novamente à exceção dos barramentos que devem prever proteção de retaguarda remota (cobrindo uma eventual indisponibilidade de sua única proteção);
- Os enrolamentos dos TCs devem ser dispostos de tal forma que seja possível a superposição das zonas de proteção unitária dos equipamentos primários adjacentes, evitando-se assim *zonas mortas*. Este caso pode ser revisto caso seja usada proteção capaz de localizar faltas em zonas mortas;
- Para alimentação de cada sistema de proteção, devem ser previstos transformadores de corrente com núcleos independentes e transformadores de potencial com secundários diferentes. Quando não for utilizada proteção com redundância, a alimentação de correntes e tensões da proteção unitária devem ser independentes da restrita;
- Os circuitos de corrente contínua, retificadores e bancos de bateria que alimentam os sistemas de proteção principal e alternada devem ser independentes.

Além disso, é recomendado que as proteções principais e de retaguarda sejam providas de fontes de tecnologia diferente, reduzindo o risco de defeitos de fabricação de um único fabricante.

Os relés modernos possuem em geral diversas funções, podendo então incorporar funções de retaguarda que atendam convenientemente à instalação. Por exemplo, um relé de distância geralmente possui funções menos complexas como a proteção de sobrecorrente temporizada, podendo uma atuar como proteção principal de um vão enquanto a outra pode atuar como proteção de retaguarda remota de outro vão. Contudo, a perda de um único equipamento ou a simples falha de sua alimentação causará a perda simultânea das proteções principal e de retaguarda, devendo este fato ser levado em consideração pelo projetista.

2.10. Dispositivo de saída do relé

O relé de proteção tem a função de detectar uma anomalia no SEP e enviar, além de comandos ao disjuntor assistido por ele, sinalizações aos sistemas que supervisionam a instalação para também possibilitar a atuação do operador com a intenção de extinguir alguma anomalia. Esta comunicação pode ser feita de três formas:

- Contatos elétricos – através de relés auxiliares de contatos NA ou NF que face à falta fecham ou abrem o circuito assistido por eles;

- Indicadores operacionais – sinalizadores visuais que permitem a identificação da falha por parte do operador;
- Protocolos de comunicação – por meio de comunicação serial ou via rede ethernet, através de diversos protocolos tais como: DNP3, IEC 101, IEC 103, IEC 104 e, o mais recente, IEC 61850.

2.10.1. Sistemas de contato elétrico

Os relés dispõem de uma gama de sistemas de contato para fechar o circuito enviando sinais elétricos de saída para disparo do disjuntor, sistemas supervisórios e de controle e sinalização. São os tipos mais comuns:

- Rearme elétrico ou manual – após a variável de controle retornar ao seu estado natural, os contatos permanecem atracados, indicando a mesma condição de operação do sistema em falha. Devem ser rearmados por meio de um relé auxiliar ou manualmente;
- Contatos autorrearmáveis – os contatos mantêm a condição de operação enquanto a variável de controle for mantida, retornando naturalmente à condição inicial quando tal variável voltar ao seu estado normal.

Em geral, os sistemas de contatos dos relés dispõem de contatos autorrearmáveis. Os relés de rearme manual são requisitados quando se deseja manter um sinal ou condicionar um bloqueio.

Nos diagramas elétricos, os dois tipos de contato são representados na posição desarmada, independentemente de sua condição de operação. Como exemplo, um relé de subtensão que normalmente opera na condição energizada, com a inexistência da subtensão, é representado como desenergizado. Um contato normalmente aberto (NA) é definido como aquele que fecha quando há a condição anormal de operação. Já o contato normalmente fechado (NF) opera de forma oposta, atracado mesmo quando não está energizado. Como exemplo, a figura 8 mostra as diversas formas de se representar um contato elétrico NA ou NF.

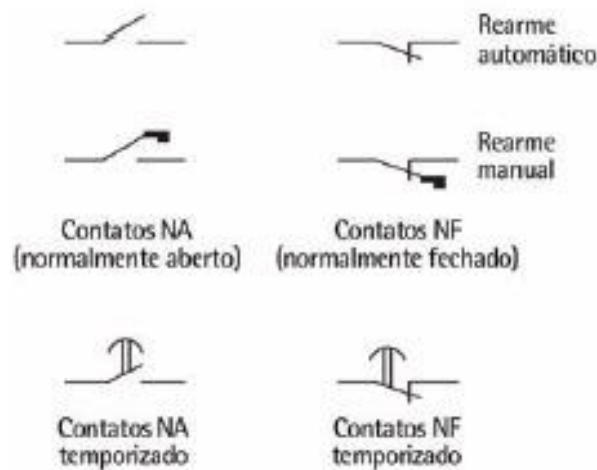


Figura 8 - Tipos de contatos.

Para o acionamento do disjuntor, é normalmente necessário que um relé detecte a condição anormal. O mecanismo de disparo pode ser um solenoide atuando no mecanismo de trava diretamente ou uma válvula operada eletricamente. Para disjuntores de distribuição, a potência necessária para a bobina de acionamento é em torno de 50 watts, variando até poucos milhares de Watts para disjuntores de extra-alta tensão.

A energização da bobina de abertura pode ser realizada diretamente ou através de um relé auxiliar com múltiplos contatos, tendo em mente as características técnicas da bobina e circuitos principais e auxiliares a serem energizados.

A partir da introdução de automação dos serviços da subestação, o relé de proteção além de enviar o comando ao disjuntor deve sinalizar aos demais IEDs da instalação os status de suas operações. Para tal, poderão ser utilizados relés auxiliares multiplicadores de contatos ou disponibilizar o alarme via protocolo para os outros IEDs.

2.10.2. Indicadores operacionais

As chamadas bandeiras são dispositivos indicadores presentes em SEPs, servindo de guia para os operadores. São dispositivos biestáveis, podendo ser elétricos ou mecânicos.

Os indicadores elétricos consistem de um pequeno relé auxiliar. Quando um evento de falta é identificado pelo relé de proteção, um circuito auxiliar energiza a bobina do indicador que, por sua vez, alimenta um LED no painel frontal.

Já os indicadores mecânicos consistem de uma aleta movimentada pela armadura do relé, expondo um indicador semelhante a uma bandeira.

Com a adoção de relés digitais e numéricos seu uso foi se extinguindo, sendo os indicadores operacionais meros LEDs indicando a alimentação ou falha interna do relé. As demais informações que eram dispostas pelos indicadores operacionais são agora fornecidas por interfaces homem-máquina (IHMs) ou através de comunicação via protocolos com outros IEDs.

2.10.3. Protocolos de comunicação

Atualmente, com a evolução tecnológica dos diversos equipamentos de uma subestação, tanto a medição das grandezas por parte de TCs e TPs, como os disparos de proteção realizados pelos relés podem ser feitas via comunicação.

A camada física da comunicação (interface física) é estabelecida por meio de cabeamento de cobre ou fibra óptica.

Para cabos de cobre, a comunicação pode ser feita de duas formas:

- 1) Serial
 - a) RS232;
 - b) RS485.
- 2) Ethernet

Os cabos que transportam as informações podem ser vistos nas figuras 9 e 10.



Figura 9 - Cabo serial com conector DB9.



Figura 10 - Cabo de pares de fios de cobre trançados com conector RJ45.

Para cabos de fibra óptica há somente a seguinte opção:

- 1) Ethernet.

A figura 11 mostra o exemplo de um cabo de fibra óptica de duas vias.



Figura 11 - Cabo de fibra óptica de duas vias.

A comunicação é estabelecida entre os equipamentos através de protocolos de rede, sendo este um conjunto de regras de sintaxe, a semântica e a sincronização da comunicação que possibilitam e controlam a comunicação de dados entre dois sistemas computacionais.

A utilização de comunicação via protocolo para realizar as operações de proteção e fornecer demais alarmes e sinalizações para outros IEDs é uma grande tendência graças à inovação tecnológica e aos esforços de se criar normas e protocolos que garantam a confiabilidade e a efetividade de sua utilização.

Um benefício imediato da utilização de protocolos de rede para a comunicação entre os equipamentos da subestação é a redução significativa da quantidade de cabos da instalação e sua consequente redução de custos. A figura 12 mostra este benefício.

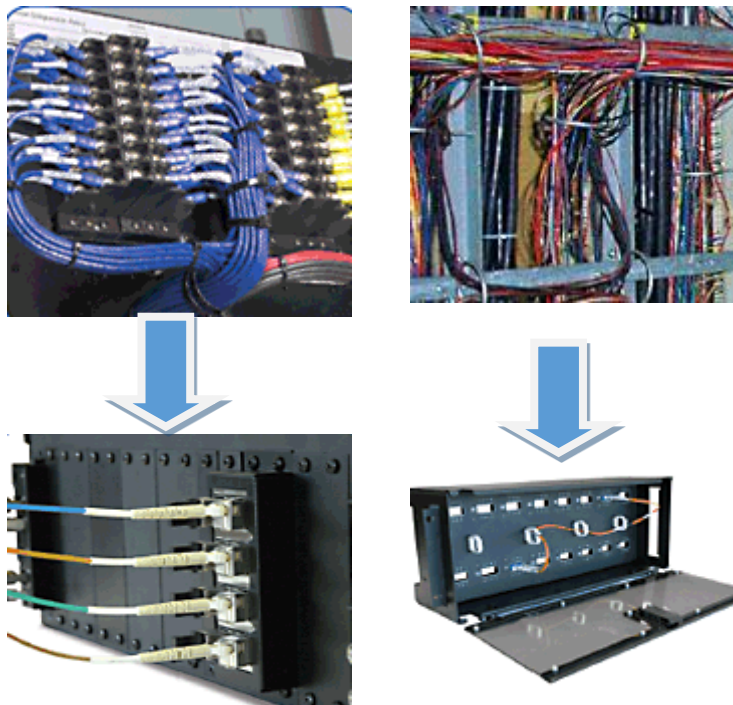


Figura 12 - Benefícios da utilização de redes de comunicação.

3. Controle e automação de subestações

Em subestações de tamanho significativo, os intertravamentos dos equipamentos são mais complexos e, para diminuir o risco de erro humano e haver uma rápida resposta, faz-se assaz necessário um sistema de automação. A lógica digital, também chamada de booleana, é extremamente adequada a esta aplicação e, para tais cálculos lógicos, computadores digitais vêm sendo utilizados em sistemas de automação de subestações (SAS) desde os anos 1970.

Inicialmente aplicados na área da transmissão de energia em grandes blocos, o gasto com computadores tão caros era justificado pelos custos de interrupção no fornecimento de energia, junto com os altos investimentos na área.

Com o passar das décadas, a rede elétrica se ramificou de forma cada vez mais complexa e, com isso, as pressões sobre as concessionárias foram aumentando junto com leis mais rigorosas e órgãos fiscalizadores. Felizmente, de forma mais acelerada, se modernizaram a capacidade de processamento e armazenamento de informações dos equipamentos de informática, tornando-os peças cada vez mais essenciais dentro do ambiente de uma subestação.

Este capítulo tem como objetivo abordar a tecnologia atualmente utilizada e as práticas modernas e usuais no controle e automação de subestações.

3.1. Topologia

Define-se como topologia a arquitetura do sistema computacional que compõe o sistema de controle e automação da subestação. Há dois tipos de topologia utilizados em sistemas de controle informatizados, ilustrados nas figuras 13 e 14. Estes são:

- Topologia centralizada;
- Topologia distribuída.

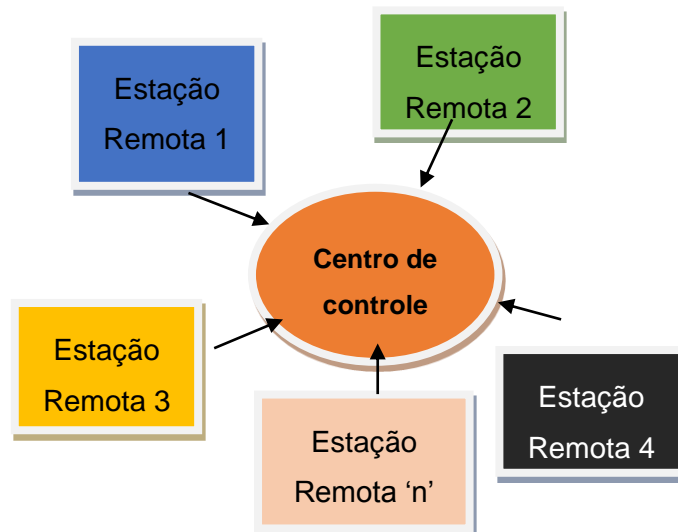


Figura 13 - Topologia centralizada.

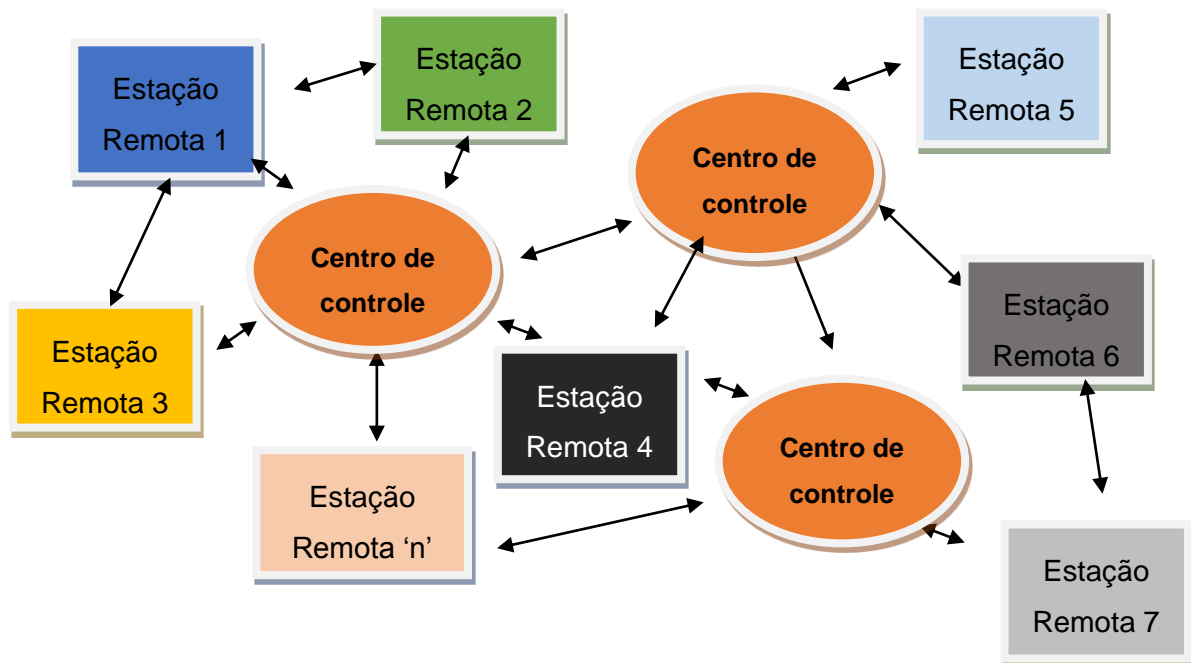


Figura 14 - Topologia distribuída.

A topologia centralizada é típica de SAS mais antigos com tecnologia limitada à capacidade de processamento e comunicação entre equipamentos com baixo grau de desenvolvimento,

Atualmente a arquitetura distribuída é utilizada graças à evolução tecnológica que possibilitou a introdução dos dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs), tais como relés numéricos microprocessados, unidades terminais remotas, registradores de perturbação, sistemas supervisórios, etc. Tais IEDs se comunicam por interfaces de

rede chamadas *switches*, trocando informações por meio de protocolos de comunicação.

3.1.1. Elementos do sistema

Um SAS para seu correto funcionamento necessita, além de seus próprios equipamentos que o constituem, de elementos que garantam o fluxo de informação corretamente. Os elementos constituintes típicos de um SAS são listados a seguir:

- Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs) – como já fora explicado, são dispositivos dotados de alta capacidade de processamento de dados e capazes de se comunicar com outros dispositivos através de protocolos de comunicação e é ilustrado na figura 15. São exemplos de IEDs os relés de proteção microprocessados, multimedidores microprocessados, registradores de perturbação (RDPs), etc;



Figura 15 - Exemplo de IED: relé de proteção da Schneider Electric.

- Unidades de aquisição e controle (UACs) ou controladores de vão – dispositivos também microprocessados capazes de realizar todo o controle de um único vão. Para que isto ocorra, módulos de E/S (entrada e saída) em número suficiente são especificados para aquisitar as variáveis (digitais ou analógicas) referentes aos estados do vão que garantirão o controle do mesmo. São dotados também de canais de comunicação para troca de dados com outros dispositivos, podendo também ser considerados IEDs. Um exemplo de UAC pode ser visualizado na figura 16.



Figura 16 - Exemplo de UAC: Saitel 2000DP de fabricação da Schneider Electric.

- Interface Homem Máquina (IHM) – interface entre o usuário e o SAS, podendo ser um computador com um sistema supervisório (SCADA) local capaz de reunir todas as funções de monitoração dos vãos da subestação, também sendo capaz de comandar equipamentos como pode ser visualizado na figura 17. É importante salientar que em geral há dois SCADA, um local e outro remoto. O SCADA local pode ser considerado uma IHM e, caso haja um SCADA remoto, deve-se dotar a instalação de um canal de comunicação para este;

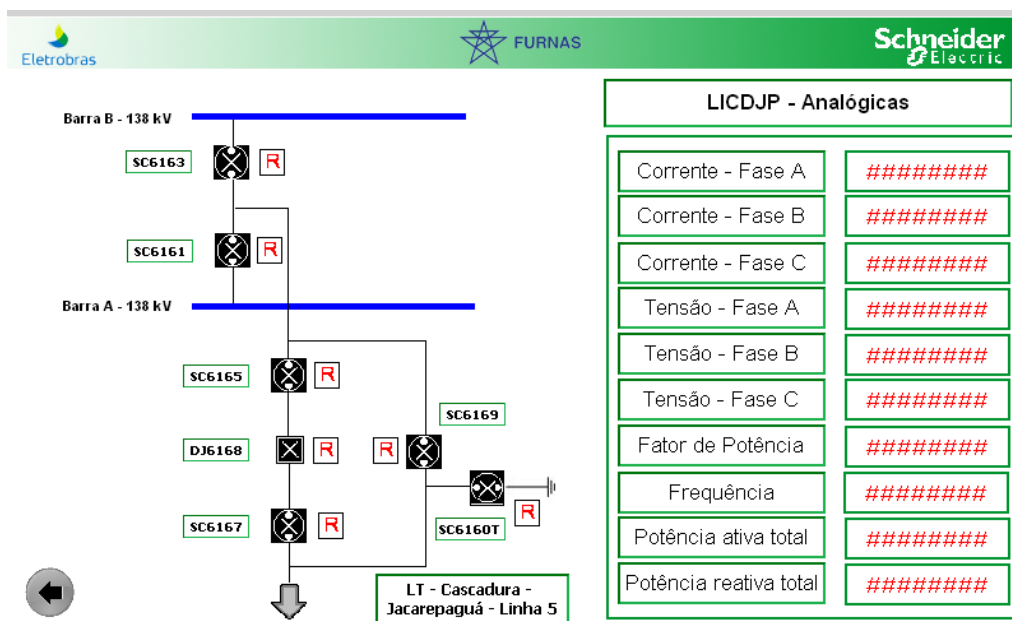


Figura 17 - Exemplo de IHM.

- Barramentos de comunicação ou *switches* – possuem a função de juntar todos os dispositivos numa mesma rede de comunicação e pode ser visualizados na figura 18. O número de barramentos de comunicação varia de acordo com o projeto. Um único barramento reduz os custos, porém não garante a ininterrupta da comunicação. Para garantir a confiabilidade, normalmente se utiliza dois *switches* em redundância;



Figura 18 - Switch da Garrettcom.

Graças à constante evolução dos microprocessadores, a tendência é que um único equipamento possa reunir as funções de outros. Como exemplo tomemos os relés numéricos microprocessados, os quais podem também adquirir variáveis digitais ou analógicas do pátio e disponibilizá-las para o sistema supervisório.

Um dos benefícios da automação de uma subestação é a capacidade de monitoramento/controle remoto. No Brasil, todas as subestações de alta tensão se reportam a centros de controle regionais do Operador Nacional do Sistema (ONS) que se reportam diretamente a um centro de controle nacional.

Visando garantir o controle de todos os eventos das diversas subestações, atendendo à solicitação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) o ONS, começou em 2001 a desenvolver o projeto SINOCON, sigla para Sistema Nacional de Observabilidade e Controlabilidade, orientando as concessionárias de energia elétrica a implementá-lo.

3.1.2. Requisitos do sistema

Os requisitos de um sistema de controle e automação de subestação são os seguintes:

- Controle e supervisão (monitoramento) a partir de um ponto central de todos os equipamentos elétricos de uma subestação;
- Controle e supervisão locais de equipamentos elétricos em um vão;
- Interface para o sistema supervisório SCADA remoto;
- Supervisão do estado de todos os equipamentos que compõem o sistema de automação, além dos equipamentos de pátio da subestação;
- Gerenciamento da base de dados do sistema e da rede que supre a energia necessária para o funcionamento do sistema de automação;

Reforçando a segurança da instalação, um sistema tolerante a falhas pode ser implementado via redundância nos canais de comunicação.

Graças à característica modular dos IEDs, UACs e demais equipamentos de hardware e software, é simples a ampliação do sistema de automação em virtude da ampliação da instalação. Com isso, caso uma subestação receba novos vãos, basta adicionar novos módulos de E/S aos equipamentos, pouca fiação adicional de rede, adição das variáveis novas na base de dados do supervisório, etc.

3.1.3. Implementação de hardware: topologias

Para um sistema de automação e controle de subestação atender às exigências descritas no capítulo 3.1.2, os diversos equipamentos que o compõem devem ser dispostos apresentando uma topologia definida. Três das principais topologias são apresentadas a seguir:

3.1.3.1. Baseada em IHM

Apresentada na figura 19, possui um software capaz de realizar as funções de controle e automação instalado na CPU da IHM, com canais de comunicação direta com os IEDs comunicando-se através de protocolos. Também deve estar previsto um canal de saída para o sistema SCADA remoto caso este seja existente. Em subestações mais antigas, onde o uso de protocolos de comunicação proprietários era mais comum,

deve estar previsto também, junto às portas de comunicação, conversores de protocolos para que todos os equipamentos do sistema troquem informação.

Quanto maior for a quantidade de equipamentos, mais capacidade de processamento a CPU da IHM deverá ter. Nesta topologia, não há a necessidade de módulos de vão, também chamados de *bay units*, para implementar o software de automação, sendo esta função exclusiva da IHM. Para garantia de confiabilidade e disponibilidade, um computador que atue como IHM deverá dispor de outro idêntico atuando em redundância conforme exigido pelo ONS.

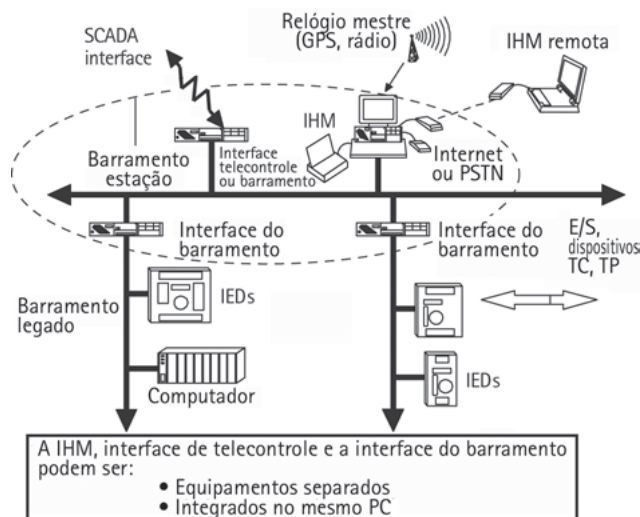


Figura 19 - Topologia de hardware baseada em IHM.

3.1.3.2. Baseada em UACs

Uma evolução da topologia baseada em IHMs, é mostrada na figura 20. Neste caso, as unidades de aquisição e controle (UAC), hospedam o software de automação em sua CPU, deixando o computador da IHM com tarefas de gerenciamento de base de dados em tempo real e interface com o operador, não sendo necessário, portanto, um computador muito potente como é necessário na topologia baseada em IHM.

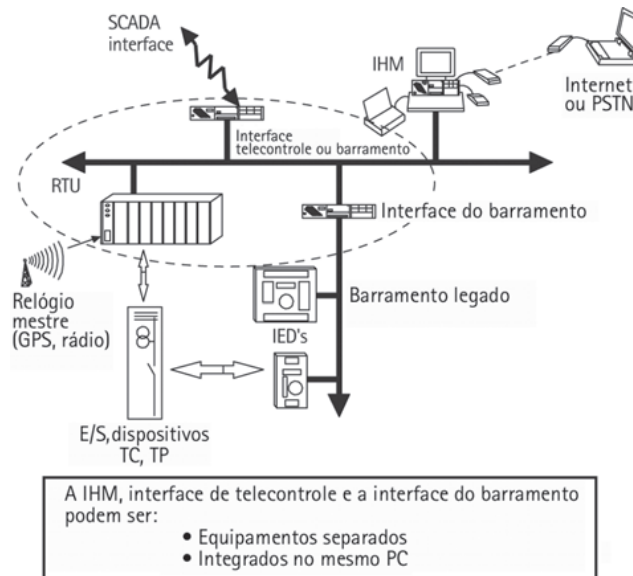


Figura 20 - Topologia baseada em UACs.

Como a UAC foi projetada para possibilitar o emprego de um ou mais microprocessadores poderosos, um número maior de variáveis de E/S podem ser adicionados à unidade em relação à topologia baseada em IHM, ressaltando a característica modular do equipamento. São capazes também de se comunicar com diversos IEDs e o sistema SCADA através de inúmeros protocolos de comunicação.

3.1.3.3. Topologia descentralizada

Ilustrada na figura 21, um módulo de vão, também chamado de *bay unit*, controla todos os vãos da subestação, dotado do software para controle e intertravamento, interface para os demais IEDs auxiliares, para o controle e proteção do vão e um canal para a IHM.

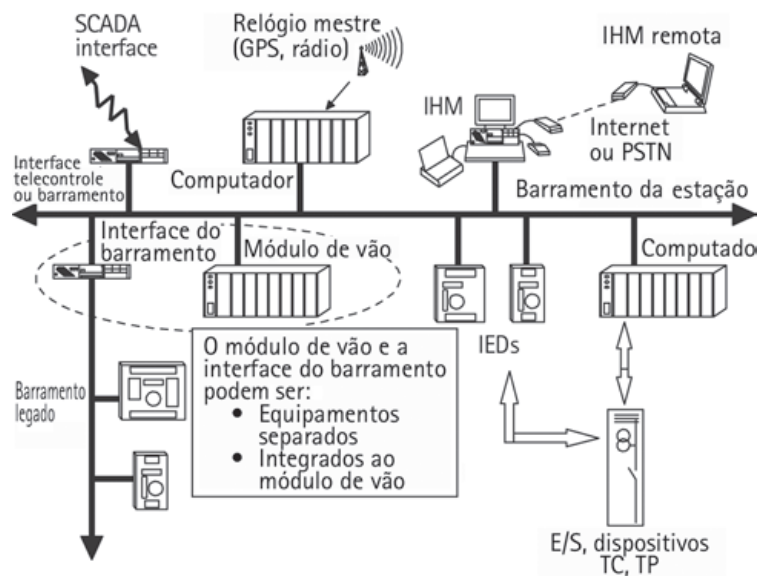


Figura 21 - Topologia descentralizada.

Após o problema de definição da topologia, está a conexão entre os equipamentos que realizarão a função de controle, automação e proteção dos vãos. Esta pode ser feita de duas formas:

- Arranjo em estrela – ilustrado na figura 22, é a solução mais simples e de menor custo, porém contém duas desvantagens. A primeira e imediata é a limitação de equipamentos conectados à IHM baseada no número de portas de comunicação disponíveis nela. O segundo problema é mais difícil de ser contornado e consta do fato de que se o canal de comunicação de um determinado equipamento falhar perde-se a capacidade de automação e controle do vão monitorado ou controlado por este equipamento. Este segundo problema pode ser contornado duplicando-se os canais de comunicação, aumentando assim os custos do projeto;

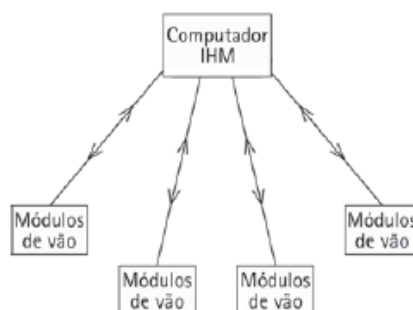


Figura 22 - Conexão em estrela.

- Arranjo em anel – alternativamente, ao se conectar os equipamentos em um *switch*, estes são postos em uma mesma rede local (LAN – Local Area Network). Este arranjo é conhecido como arranjo em anel e pode ser visualizado simplificadaamente na figura 23. Assim, cada dispositivo pode se comunicar com qualquer outro na mesma rede sem conflitos de mensagem. Caso haja uma única ruptura no anel, nenhum recurso é perdido e há a detecção da ruptura (a respectiva porta do switch fica inativa), havendo portanto melhoria na disponibilidade e tolerância a falhas. A desvantagem reside no fato de ser um tipo de arranjo de custo mais elevado.

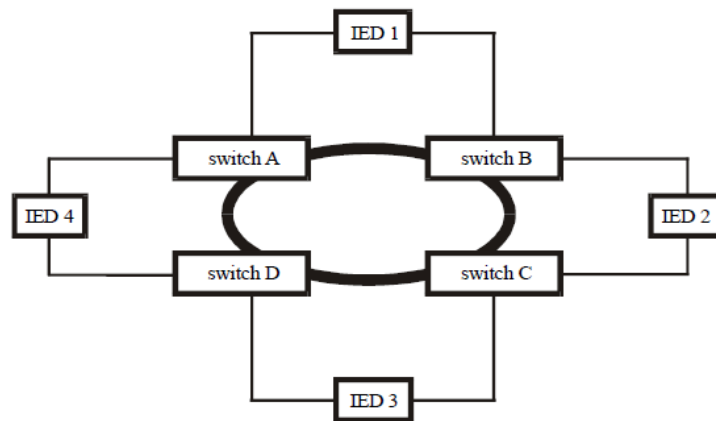


Figura 23 - Conexão em anel.

A capacidade de dispositivos suportados no anel depende da capacidade e das portas de comunicação do switch. Os switches mais modernos são modulares e possuem muitas entradas de rede, porém deve-se estar atento com o ônus de se ocupar todas as portas deste equipamento, ocasionando provavelmente um congestionamento na rede e mais lentidão no tráfego das mensagens. Este congestionamento pode causar um ou mais problemas conforme a seguir:

- Atraso excessivo na atualização de diagramas de estado, registro de eventos ou alarmes do sistema;
- Corrupção na base de dados, levando a uma informação errada do real estado do sistema;
- Bloqueio do sistema.

Conforme dito anteriormente, o computador da IHM também podem ser duplicado (assim como os IEDs) para garantir a confiabilidade da instalação, atuando com reserva a quente (hot-standby) ou redundância dupla. Os dois computadores podem também atuar dividindo as tarefas, reduzindo a necessidade de processamento de dados dos dois até que, em uma eventual falha em um deles, o outro assuma as funções do computador em falha.

Como as variáveis de E/S digitais e analógicas do vão nas subestações mais atuais ou modernizadas serão manipuladas por IEDs, é requisito do projeto garantir que tais equipamentos possuam módulos de E/S suficientes para que não haja a necessidade de instalação de mais IEDs para manipular as E/S restantes, o que aumentaria os custos da instalação junto com o aumento dos canais de comunicação e necessidade de espaço para alocação dos novos equipamentos.

A tabela 3 mostra uma especificação prática para tempos de resposta do sistema. Já a tabela 4 mostra uma especificação típica para capacidades de E/S de um SAS.

Tabela 3 - Tempos de resposta práticos em um SAS.

Tipo de sinal	Tempo de resposta de/para IHM (s)
Entrada Digital	1
Saída Digital	0,75
Entrada Analógica	1
Arquivamento de registro de perturbação	3

Tabela 4 – Capacidades típicas de E/S para um SAS.

Tipo de sinal	Capacidade
Entrada Digital	8196
Saída Digital	2048
Entrada Analógica	2048
Saída Analógica	512

Outra questão fundamental a ser observada na implementação dos canais de comunicação é a interferência eletromagnética, já que os níveis de baixa tensão utilizados são propensos a isto. Para contornar este problema, a blindagem dos cabos de comunicação é necessária, assim como deve-se ter cuidado na fabricação e instalação dos conectores destes cabos nos switches. Como alternativa, pode-se também usar acopladores ópticos e conversores de protocolo para isolar os dois extremos.

Há também protocolos de comunicação que possuem funções de checagem de erro do próprio link de comunicação, sinalizando o erro para o operador através da IHM e podendo também assim retransmitir a mensagem e agrupar taxas de erro. Uma elevada taxa de erro é um indicativo para equipes de manutenção investigarem diretamente o problema.

3.1.4. Métodos de comunicação

A comunicação digital entre os IEDs se divide em três elementos:

- Protocolo – consiste no hardware (conectores e funções específicas de seus pinos e níveis de sinal);
- Formato – consiste no controle do fluxo de dados;
- Linguagem – consiste na forma de organização do fluxo de dados.

Cada um dos três itens são especificados em norma para que as complexidades da comunicação digital sejam compreendidas.

3.1.4.1. Protocolos de comunicação e formatos

Um protocolo de comunicação pode ser definido como um conjunto de regras que visa controlar a comunicação para que esta ocorra sem erros e seja eficiente, governando a sintaxe e semântica da troca de dados. Tem como um de seus principais objetivos detectar e evitar a perda de dados ao longo de sua transmissão. A estrutura de suas mensagens contém no início e no fim das mesmas caracteres de controle, confirmação de recebimento, controle de sequência, etc.

Os fabricantes de equipamentos usualmente adotaram protocolos ditos proprietários, inicialmente em virtude de ele próprio desenvolver suas tecnologias sem influência de outros fabricantes ou normas e, posteriormente, visando o domínio de seus produtos sobre o usuário. Na indústria elétrica, diversos outros protocolos regidos por norma surgiram como uma forma de padronizar e permitir a comunicação entre equipamentos de fabricantes distintos, sendo eles IEC 101, IEC 103, IEC 104, DNP3, etc. A norma IEC 61850, objeto de estudo deste trabalho e elucidada no capítulo 4 também define diversos protocolos, sendo os mais importantes MMS (Manufacturing Message Specification) e GOOSE (Generic Object Oriented Substation Events), específicos para o ambiente de uma subestação de energia elétrica.

O protocolo também está ligado ao formato da comunicação usada, implicando em um determinado número de condutores necessários. Há dois formatos básicos para comunicação de dados:

- Serial – um bit de dados é enviado pelo canal de comunicação por vez;
- Paralelo – vários bits são enviados simultaneamente pelo canal de comunicação;

O formato de comunicação paralelo envolve um maior número de condutores que o de comunicação serial porém transmite algumas quantidades de dados mais rapidamente. Entretanto, praticamente, a comunicação paralela efetiva limita em alguns metros os lados opostos de troca de dados, sendo a comunicação serial a mais utilizada. Há vários protocolos de comunicação em uso nos sistemas de automação de subestações.

3.1.4.1.1. Protocolo RS232C

Permite comunicação bidirecional entre dois dispositivos, sendo também chamado de *full-duplex*. A especificação de hardware requer o mínimo de 9 condutores, porém é comum que sejam implementados conectores de 25 pinos (usualmente o conector DB25); a especificação básica é mostrada na tabela 5. Não sendo necessário o controle de fluxo, apenas três sinais serão necessários: transmissão de dados (Tx),

recepção de dados (Rx) e terra (GND). Como limita a comunicação a somente dois dispositivos, somente é descrito aqui porque há aplicações de comunicação remota entre apenas dois dispositivos, uma subestação remota e o centro de controle, onde pode ser utilizado. Porém, em geral, não é utilizado em esquemas de automação de subestações. [5]

Tabela 5 - Especificação RS232C

Número máximo de transmissores	1
Número máximo de receptores	1
Tipo de conexão	25 – núcleo blindado
Modo de operação	CC acoplado
Distância máxima de transmissão	15 m
Taxa máxima de transmissão de dados	20 kbit/s
Tensão de transmissão	5 – 15 Vcc
Sensibilidade do receptor	3 Vcc
Taxa de variação de saída	30 V/μs

3.1.4.1.2. Protocolo RS485

Detalhado na tabela 6, é bastante útil nos sistemas de automação de subestações. O motivo principal é a possibilidade de conectar-se uma gama maior de dispositivos a um mesmo canal de dados. Outros benefícios são uma distância máxima de comunicação relativamente grande e taxa máxima de transmissão elevada. Com isso, os dispositivos podem ser distribuídos por toda a instalação e uma grande quantidade de dados pode ser transmitida rapidamente [6]. Exige somente uma simples conexão de par trançado conforme mostrado na figura 24, sendo mais utilizados os conectores do tipo DB9 e RJ45.

Tabela 6 - Especificação RS485

Número máximo de transmissores	32
Número máximo de receptores	32
Tipo de conexão	Par trançado blindado
Modo de operação	Diferencial
Distância máxima de transmissão	1200 m
Taxa máxima de transmissão de dados	10 Mbit/s
Tensão de transmissão	1.5 Vcc - mínimo
Sensibilidade do receptor	300 mV

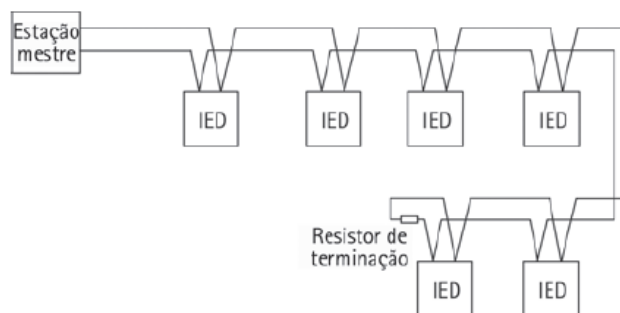


Figura 24 - Conexão multiponto de dispositivos em rede RS485.

O principal problema reside no fato de se tratar de um sistema de comunicação unidirecional (half-duplex). Desta forma, a comunicação se dá entre os dispositivos numa estrutura mestre-escravo, utilizando uma técnica de pergunta e resposta denominada sondagem (polling). Assim, o equipamento que necessita dos dados (mestre) deve solicitar a cada dispositivo (escravo) o dado desejado, esperar que este responda e assim que obtiver resposta, seguir para o próximo dispositivo.

Caso haja dispositivos que necessitem sinalizar condições de alarme conectados ao barramento, é necessário haver sondagem contínua de todos os dispositivos conectados ao canal de comunicação.

3.1.4.1.3. Protocolos IEC 60870-5

Os mais utilizados são o IEC 60870-5-101 (IEC 101), IEC 60870-5-103 (IEC 103) e IEC 60870-5-104 (IEC 104). São parte da norma IEC 60870 que define sistemas utilizados para SCADAs em sistemas de engenharia elétrica e SAS. Na parte 5 desta norma é definido o perfil de comunicação para a troca de mensagens de controle remoto entre dois sistemas [7].

O protocolo IEC 101 é utilizado para comunicação a distâncias longas. Sua aplicação típica é entre uma subestação e um centro de controle. As subestações de Furnas, por exemplo, se comunicam aos centros regionais de controle do ONS (COR) através deste protocolo. A técnica de comunicação utilizada é a serial binária, nas quais velocidades de transmissão de até 64 kbit/s são possíveis. Neste caso não há limitação em termos de distância entre os dispositivos.

O protocolo IEC 103 é destinado à comunicação entre uma estação mestre e dispositivos de proteção. Nele, tanto fibra óptica ou um canal RS485 podem ser utilizados com taxas de transmissão de 9600 ou 19200 kbps. Há, neste caso, distância máxima de 1000m com fibra óptica. A comunicação funciona no esquema mestre-escravo, com a estação mestre (módulo de vão, IHM) perguntando continuamente aos

dispositivos escravos (relés de proteção) se há alguma informação a ser enviada. Como o padrão define algumas das mensagens, a funcionalidade das mesmas é limitada. Por outro lado, a norma também permite o uso de mensagens privadas especificadas pelo fabricante, possibilitando mais funcionalidades em detrimento da interoperabilidade entre equipamentos de fabricantes diferentes. Este é, portanto, o grande inconveniente deste padrão que possibilita o uso extensivo de mensagens privadas, subdividindo este padrão em diversos padrões proprietários. Por este motivo, o uso do protocolo IEC 103 não é mais comum em SAS.

O protocolo IEC 104 é uma extensão do protocolo IEC 101 visando um completo acesso à rede. Em algumas subestações de Furnas onde o SAS foi automatizado a partir do projeto SINOCON, a comunicação entre as diferentes UACs e o SAGE (Sistema supervisor SCADA, atuando como IHM local) é realizada através do protocolo IEC 104. Este protocolo é considerado um protocolo de rede, cujas características serão explicadas no capítulo 3.1.4.1.4.

3.1.4.1.4. Protocolos de rede

Os protocolos de rede foram introduzidos nos SAS de forma a não limitar a comunicação entre os diversos dispositivos à distância, uma vez que uma configuração de rede de automação pode se estender a uma área muito grande. Os protocolos de rede mais comuns estão em conformidade com o modelo OSI (Open Systems Interconnection), explicado na seção 3.1.3.1.4.1. Este modelo é reconhecido por órgãos de normatização internacionais (ISO/IEC 7498-1) como padrão para os requisitos de comunicação entre sistemas computacionais.

3.1.4.1.4.1. Modelo OSI de sete camadas

Este modelo representa um sistema de comunicação disposto em sete camadas, ilustrado na figura 25.



Figura 25 - Modelo OSI de sete camadas.

Cada camada possui sua função específica e é mostrado na tabela 7; por ser um modelo abstrato, uma analogia com uma ligação telefônica é feita na mesma tabela. Desta forma, fica permitida a modularidade e, assim, ajuda-se a garantir que produtos de fabricantes distintos, mas em conformidade com o padrão, poderão se comunicar.

Tabela 7 - Descrição das camadas do modelo OSI e suas analogias.

Camada	Função	Analogia
Camada Física	Transmite e recebe bits através do canal de transmissão.	Converte a voz em sinais elétricos. Define tipo de conector, pinagem, níveis de sinal etc. São os cabos que formam a rede telefônica.
Enlace de dados	Transfere blocos de informação para o outro lado do enlace.	Transmite a mensagem, controla os erros e utiliza recursos de conferência. Caso palavras não sejam ouvidas corretamente, solicita que sejam retransmitidas seguindo determinados procedimentos. Com conferência, define a forma como o controle passa de uma pessoa para outra.
Rede	Chavear e realizar roteamento de informações.	Chama o roteamento por meio da especificação do método de alocação dos números (prefixo de telefones) e fornece recursos de rediscagem. Se a mensagem vem em vários pacotes, garante que todos sejam recebidos e na ordem correta.

Transporte	Fornecer métodos para entrega de dados ponto-a-ponto garantindo sua integridade e qualidade.	Monitora a qualidade da transmissão e toma decisões e proceda caso a qualidade seja inaceitável (ex.: solicita que ambas desliguem e uma realize a rediscagem). Além disso, busca garantir que as pessoas corretas estão se comunicando e, caso contrário, procura por elas (ex.: procura-a em catálogos telefônicos).
Sessão	Coordenar interações entre processos.	Oferece recursos para chamadas automáticas com tempos predeterminados e garante a presença das pessoas corretas quando a chamada for realizada. A sessão pode ser interrompida e restabelecida posteriormente com a mesma ou outra conexão de rede/transporte. As chamadas são <i>half-duplex</i> (unidirecionais), fornecendo procedimentos de controle de fluxo (ex.: uma pessoa fala “câmbio” para que o outro inicie sua conversa).
Apresentação	Realizar conversão de códigos e caracteres / formatação de dados.	Elimina barreiras de linguagem garantindo que a mesma seja falada pelas duas partes ou garante a tradução da mesma. Junto com isso, fornece encriptação para chamadas confidenciais.
Aplicação	Selecionar serviço (software) apropriado para a aplicação.	Especifica o formato em que a mensagem será usada ao se usar aplicação específica (se a aplicação serve para enviar informações sobre compromissos de uma pessoa, irá definir o formato usado para local, hora e assunto da reunião).

Inúmeros protocolos são aderentes ao modelo OSI, tais como TCP/IP (Transmission Control Protocol / Internet Protocol), Modbus e DNP. Porém deve-se ter em mente que os dispositivos que usam protocolos distintos não são intercambiáveis, já que o mesmo dado pode ser armazenado em endereços de memória diferentes dentro de dispositivos diferentes. A considerar que cada um tem seu mapa de memória e, caso se deseje trocar um equipamento por outro de outro fabricante, deve-se reprogramar o cliente, ou seja, o equipamento que receberá a informação.

Por este motivo, a implementação de um sistema de automação em uma subestação composta por IEDs de diversos fabricantes, com protocolos de comunicação diferentes ou até mesmo iguais torna-se bastante onerosa. Deve-se readaptar um projeto muitas vezes ultrapassado, reconstruir a base de dados dos equipamentos e a programação de softwares de conversão de protocolo.

3.1.4.1.4.2. Protocolo UCA (Utility Communications Architecture)

A versão 2.0 do protocolo UCA adota uma abordagem de programação orientada a objetos para variáveis de medição/controle, além de um protocolo ISO (9506) na camada da aplicação.

Os objetos de dados e serviços disponíveis em um IED seguem nomenclatura específica, sendo diretamente acessados no cliente. Desta forma, caso todos os IEDs sigam este mesmo protocolo, se um dos dispositivos for substituído não há necessidade de se reprogramar o cliente de tal equipamento. Tem-se, portanto, a interoperabilidade que é definida como a capacidade de diferentes dispositivos comunicarem-se sem a necessidade de conversores de protocolo.

A IEC (International Electrotechnical Committee) desenvolveu uma norma que abrangia inicialmente somente a área de automação de subestações, a norma IEC 61850, mas que atualmente engloba as mesmas áreas que o UCA v2.0.

Na atualidade é difícil imaginar um fabricante de alto nível de IEDs (ABB, SEL, GE, etc.) que não tenha deixado de adotar protocolos proprietários e passado a desenvolver equipamentos que utilizem os protocolos de comunicação da norma IEC 61850, sendo uma tendência natural a adoção desta norma como regente no que se refere à comunicação entre dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs) em subestações, compondo não só o SAS como o sistema de proteção da mesma.

O grande diferencial da norma é o uso da linguagem XML para troca de dados entre bases de dados, facilitando a troca de informações já que o SAS e centros de controle compreendem uma série de bases de dados.

Outro benefício direto além da interoperabilidade é a troca de dados via rede, reduzindo os esforços de projeto em fiação e igualando ou reduzindo o tempo de envio e recepção das mensagens. Esta norma é explicada no capítulo 4 e no capítulo 5 serão expostos os experimentos que comprovarão estes dois benefícios da norma.

3.1.4.1.5. Principais protocolos utilizados em SAS

A tabela 8 ilustra os principais protocolos utilizados em esquemas de automação de subestações e algumas de suas características.

Tabela 8 - Comparação entre diversos protocolos e normas utilizados em SAS.

Protocolo / Norma		Vantagem(ns)	Desvantagem(ns)
Modbus		Livre de taxas; flexibilidade de meios físicos.	Sistema mestre/escravo, as perguntas realizadas pelo mestre podem sobrecarregar o canal.
IEC 60870-5	101	Priorização de dados e transmissão dos mesmos por mecanismos separados; transmissão por longas distâncias.	Não suporta modelos de objetos, ou seja, os pontos representam apenas endereços de memória, somente mensagens ponto-a-ponto do tipo mestre-escravo.
	103	Específica para algumas funções de proteção.	Funcionalidade limitada; distância máxima de ponta a ponta muito pequena.
	104	Priorização de dados e transmissão dos mesmos por mecanismos separados; transmissão por longas distâncias; protocolo de rede.	Não suporta modelos de objetos, ou seja, os pontos representam apenas endereços de memória, somente mensagens ponto-a-ponto do tipo mestre-escravo.
DNP3		Interoperabilidade.	Não suporta modelos de objetos, ou seja, os pontos representam apenas endereços de memória, somente mensagens ponto-a-ponto do tipo mestre-escravo.
IEC 61850		Interoperabilidade; Modelos de objetos fornecendo uma descrição completa da variável do sistema; Linguagem de alto nível; à prova de tempo; diferentes serviços de mensagens para diferentes aplicações; serviços de mensagens GOOSE de alta velocidade; etc.	Tempo e exigência técnica para configuração de comunicação.

3.1.4.2. Linguagens

Define-se como linguagem de comunicação a interpretação dos dados de uma mensagem, sendo, em geral, parte de um protocolo de comunicação. Portanto, é necessário tanto o transmissor quanto o receptor utilizarem a mesma linguagem.

Embora padrões tendam a definir a linguagem a ser utilizada com uma certa flexibilidade, fabricantes podem implementar linguagens específicas. Como alternativa,

estabelece-se padrões comuns e define-se uma certificação para verificar a conformidade entre eles, tornando assim os equipamentos certificados interoperáveis. Porém, conforme exemplificado pela norma IEC 61850, é tendência a definição da linguagem em alto nível, com a exigência que detalhes sejam inseridos como parte de cada mensagem, estando o receptor apto a interpretá-la sem necessidade de um software tradutor.

3.1.5. Automação de subestações: funcionalidades

As funcionalidades do esquema de automação da subestação são definidas em função do hardware e software instalados. A tabela 9 exemplifica as funcionalidades características da automação de uma subestação.

As configurações nos diversos IEDs, bem como a descrição da rede elétrica, são definidas na forma de base de dados configuráveis pelo usuário. Nestas bases de dados, os pontos (variáveis digitais e analógicas do sistema) são dispostos em tabelas, em geral organizadas pelo tipo de ponto e dispositivo de origem, relacionando-os com os outros dispositivos que compõem o SAS. Caso haja a necessidade de expansão das funcionalidades da automação da subestação ou sua modificação, basta que as bases de dados dos diversos sistemas suportem esta expansão e, assim, sejam configuradas de acordo com esta modificação. A cada modificação implantada, é necessário o teste completo da nova configuração, minimizando-se assim a possibilidade de ocorrência de erros.

Configurar o SAS é uma tarefa complexa, exigindo que a empresa proprietária da subestação capacite seus funcionários (operadores, mantenedores e gerenciadores de configuração). Pode-se terceirizar as tarefas de manutenção e gerenciamento de configuração, contratando-se a implementadora do SAS, definindo-se assim a gestão financeira do esquema de automação.

Tabela 9 - Funcionalidades características da automação de subestação.

Área Funcional	Funcionalidade			
Intertravamento	Disjuntores	Seccionadoras	Contatores	
Sequência de atuação	Falha de disjuntor	Transferência de atuação	Atuação simultânea	
Sequência de chaveamento	Manobra automática de transformadores	Manobra automática de barramento	Restauração de fonte após falha	Reconfiguração da rede
Gerenciamento de carga	Rejeição de carga	Restauração de carga	Despacho do gerador	

Supervisão de transformador	Controle de comutador em carga	Gerenciamento de carga		
Monitoramento de energia	Controle de importação /exportação	Gerenciamento de energia	Controle do fator de potência	
Monitoramento de aparelhagem	Monitoramento AIS (isolação a ar)	Monitoramento GIS (isolação a SF6)		
Status do equipamento	Estado de relé	Estado do disjuntor	Estado da seccionadora	
Ajuste de parâmetros	Relés	Transformadores	Sequência de Chaveamento	Configuração de IED
Funcionalidade de IHM	Controle de acesso; Curvas de tendências; Interface com SCADA	Consulta em unifilares on-line; Análise de harmônicas; Processamento de alarme	Consulta de sistema; Acesso remoto	Registro de eventos; Análise de perturbações

Deve-se estruturar o envio de comandos para dispositivos de manobra, hierarquizando os níveis de comando. Desta forma, restringe-se a emissão de comandos críticos, sendo requisitada uma senha para o operador enviar comandos e, assim sucessivamente através das camadas da hierarquia [8], conforme mostrado na figura 26.



Figura 26 - Estrutura de comandos hierárquicos.

Pode-se também definir diferentes níveis de permissão, restringindo o tipo de comando para um operador em particular.

Posteriormente, é necessário estruturar a solicitação de comandos da seguinte forma: selecionar/confirmar/executar; oferecendo-se assim um “*feedback*” ao operador que pode verificar se o comando solicitado é o correto e desejado, conforme mostrado na figura 27.

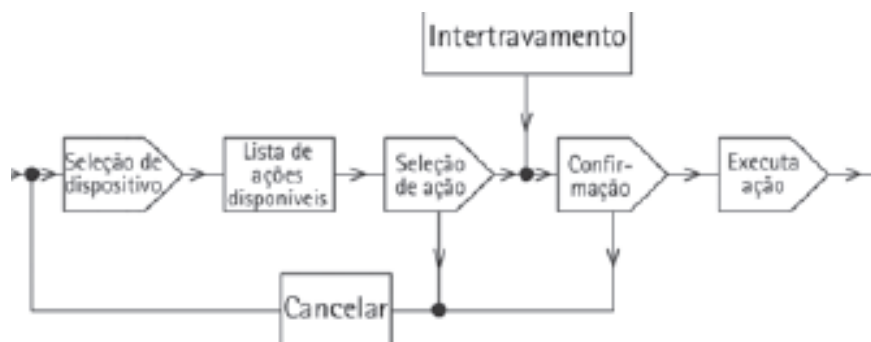


Figura 27 - Seleção/operação de dispositivos.

Finalmente, o último nível de hierarquia é implementado no software no nível do vão, garantindo que os dispositivos manobráveis não sejam comandados caso haja:

- Bloqueio de segurança – dispositivos de segurança para o operário de manutenção no pátio, tais como chaves local/remoto, cartões de “não opere” (cartões laranja e vermelho), etc;
- Intertravamento/permissão de manobra – manobra de equipamentos somente quando há condições favoráveis (uma seccionadora só deve ser manobrada sem carga. Logo uma condição de intertravamento seria o disjuntor do vão estar aberto).

Caso o operador não possa realizar o comando, deve ser informada qual condição impossibilitou este comando e, caso todas as condições sejam favoráveis, ele deve ser informado do resultado de seu comando (manobra realizada ou falha no comando caso ela não tenha sido realizada por outros motivos).

Com esses mecanismos de controle, a possibilidade de erro do operador é minimizada.

3.1.6. Exemplo de um sistema de automação de subestação

Nesta seção será mostrada a arquitetura de comunicação de um sistema de automação de subestação real que está sendo implementado ao longo do ano de 2013 em uma subestação com um arranjo do tipo barra dupla de 138 kV.

Na figura 28 é mostrada a arquitetura geral do SAS seguindo uma topologia descentralizada. As UACs que contém o software de controle dos vãos são dispostas em 17 painéis, controlando 31 vãos (Linhas de transmissão, lado de alta ou baixa de

autotransformadores, amarres, banco de capacitores, serviços auxiliares, etc.). Em cada painel está uma IHM *touchscreen* funcionando como um pequeno sistema supervisório onde o operador pode comandar os equipamentos manobráveis, dar comandos de proteção (transferência da proteção, reset de relé de bloqueio e habilitar/desabilitar o religamento do disjuntor do vão).

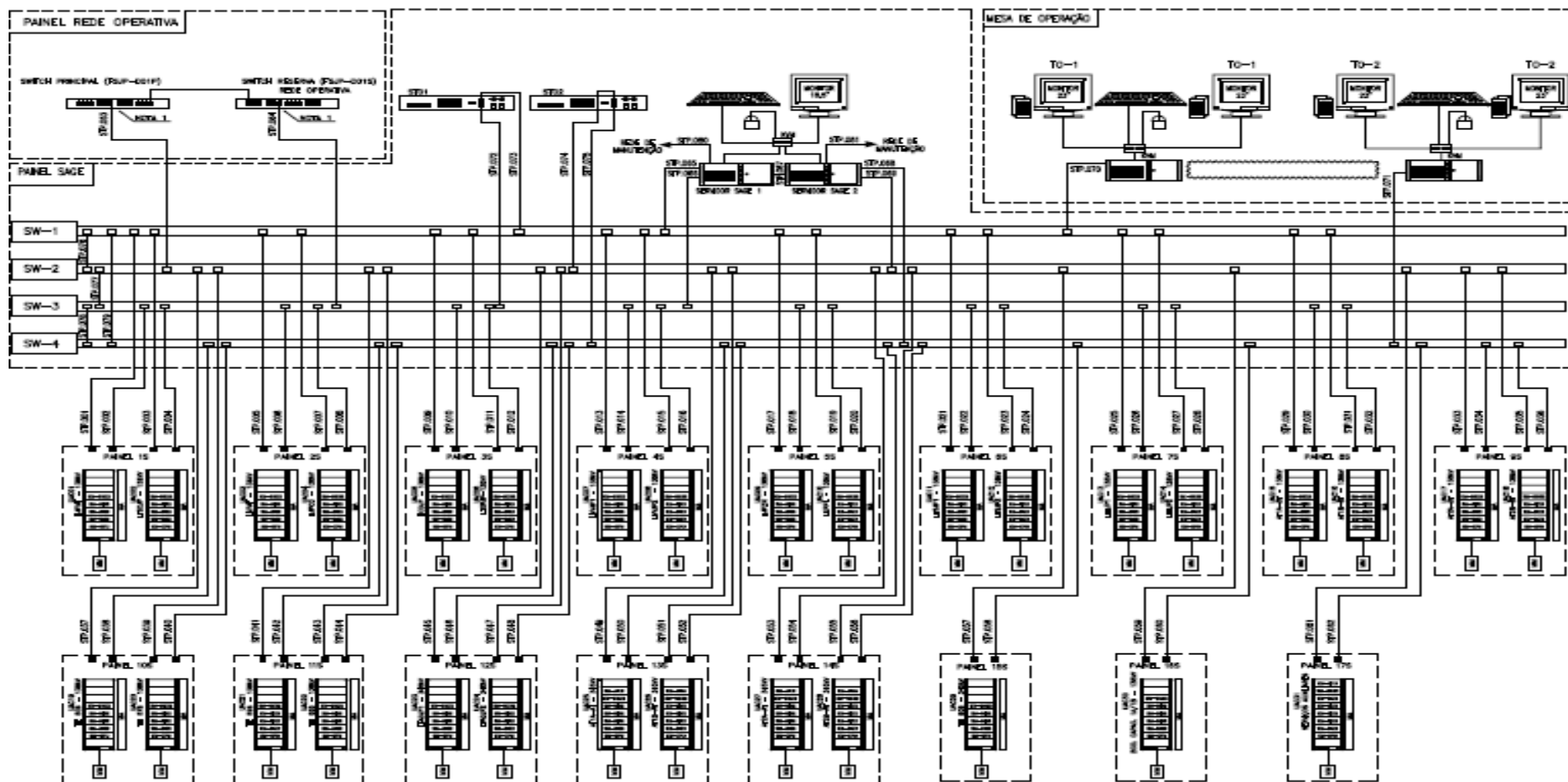


Figura 28 - Arquitetura de comunicação de uma subestação automatizada.

Na figura 29 é mostrado o esquema de ligação dos switches em anel. Este esquema garante a redundância, ou seja, em caso de perda de um canal de comunicação (um cabo de rede se rompe, uma porta do switch ficar defeituosa ou até mesmo ocorrer a perda completa do switch) a comunicação não se perde, já que a informação é enviada de cada aparelho para dois switches diferentes.

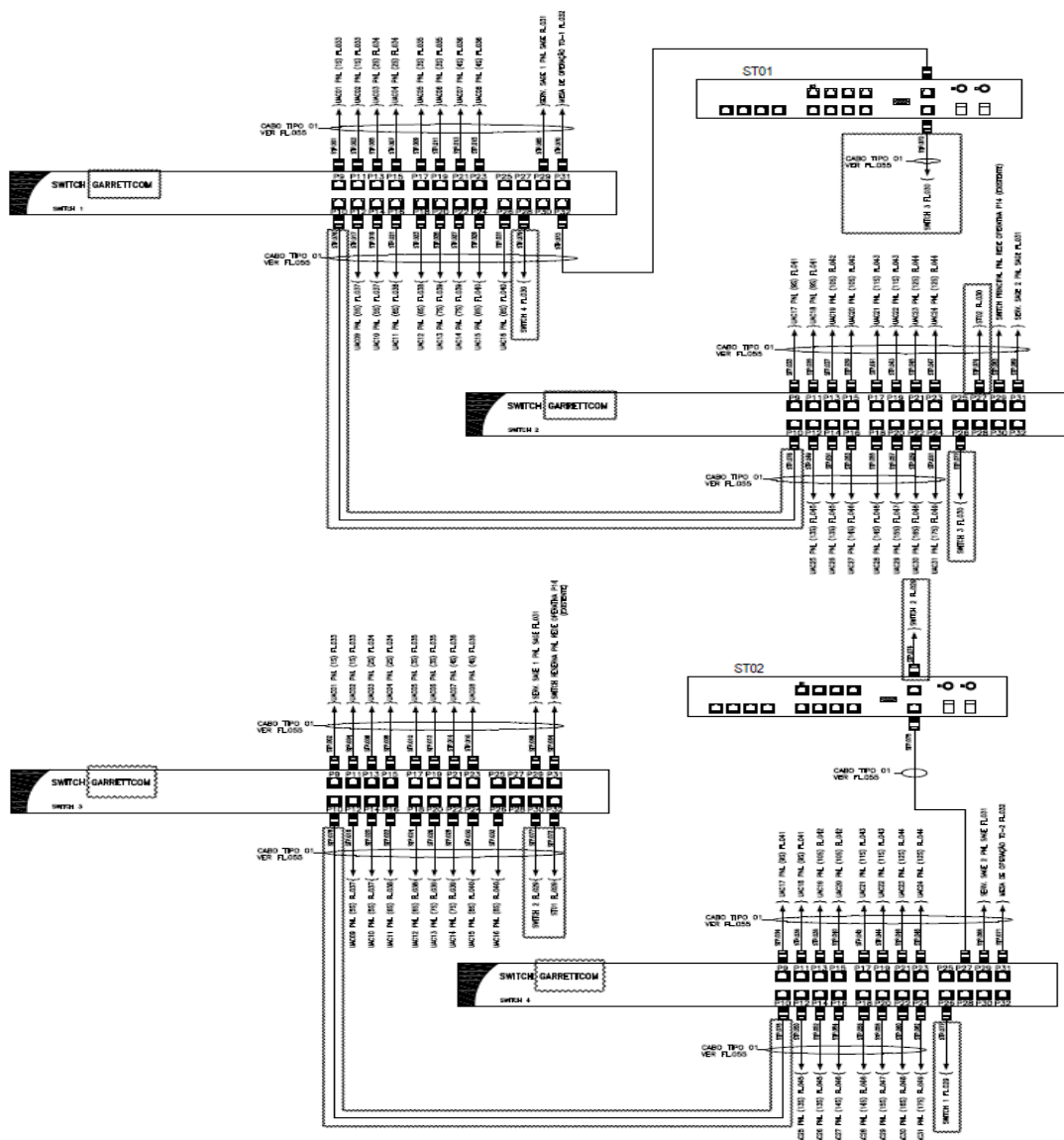


Figura 29 - Arquitetura - switches.

O sistema supervisório (SCADA) utilizado nas subestações das empresas Eletrobrás é o SAGE (Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia), desenvolvido pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Eletrobrás). Este software roda sob plataforma Linux Red Hat, instalada em dois servidores redundantes conforme mostrado na figura 30. É possível observar um monitor onde o operador pode também

monitorar o sistema e comandar equipamentos. Estes servidores são alocados dentro de um painel dedicado exclusivamente ao sistema supervisório e, por este motivo, este monitor é, em geral, somente utilizado pelos configuradores de bases de dados do SAGE para backups, manutenção ou atualizações do sistema.

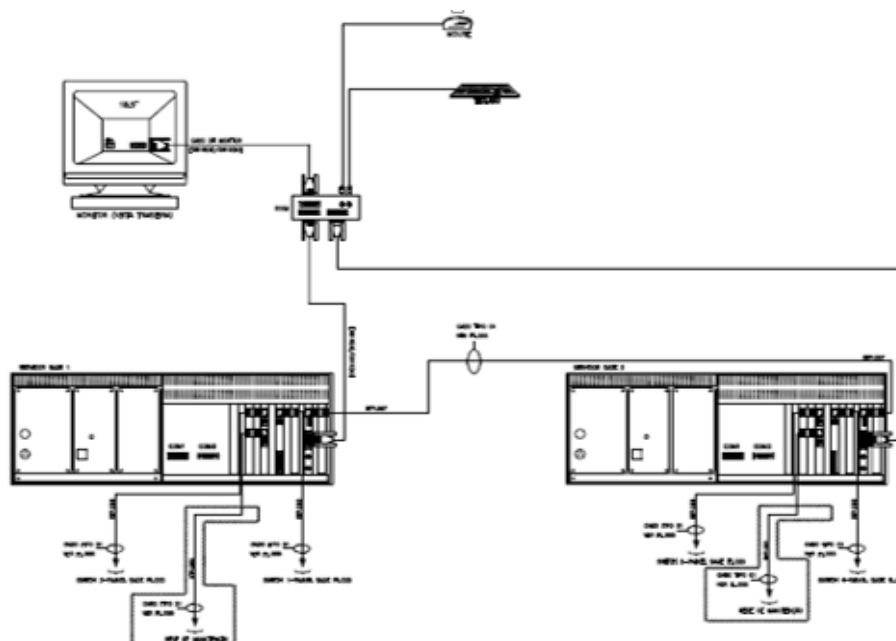


Figura 30 - Servidores redundantes.

Com a modernização das subestações, gradativamente os mímicos que representam o estado da subestação em tempo real vão sendo substituídos por monitores de alta definição ligados diretamente ao sistema supervisório, constituindo assim os Terminais de Operação que, nada mais são que IHMs com o SCADA do sistema de automação da subestação. A figura 31 mostra o esquema dos terminais de operação da subestação.

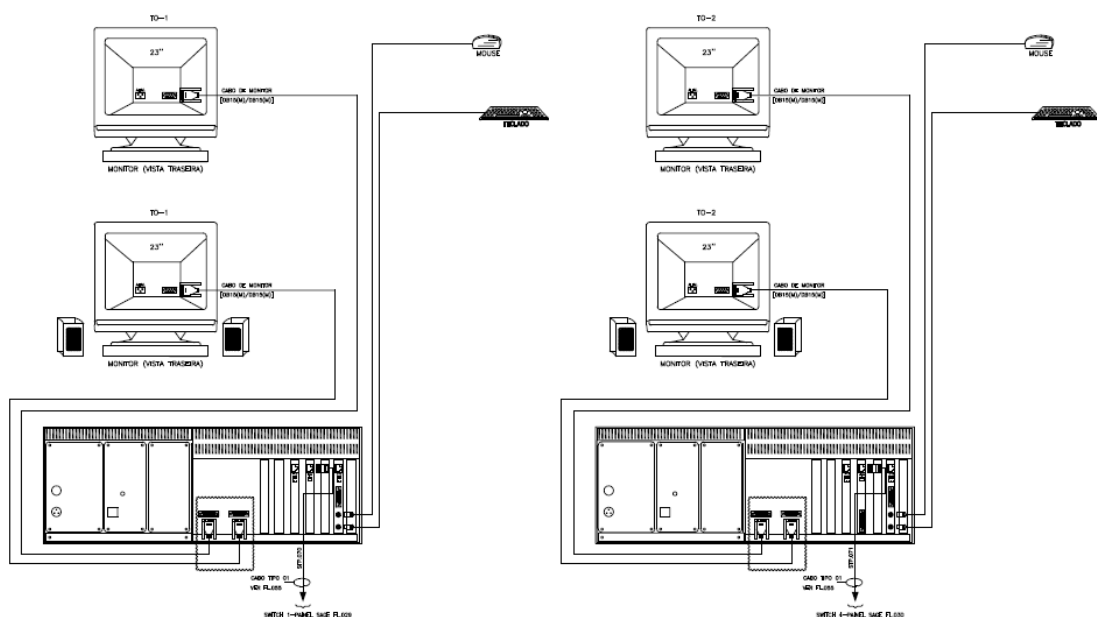


Figura 31 - Terminais de operação.

Conforme mencionado no início deste tópico, os painéis desta subestação comportam as UACs e IHMs touchscreen, além de multimídios que aquisitam medidas analógicas diretamente dos TCs e TPs. O arranjo dos IEDs dentro de um painel é mostrado na figura 32, como exemplo do vão de serviços auxiliares.

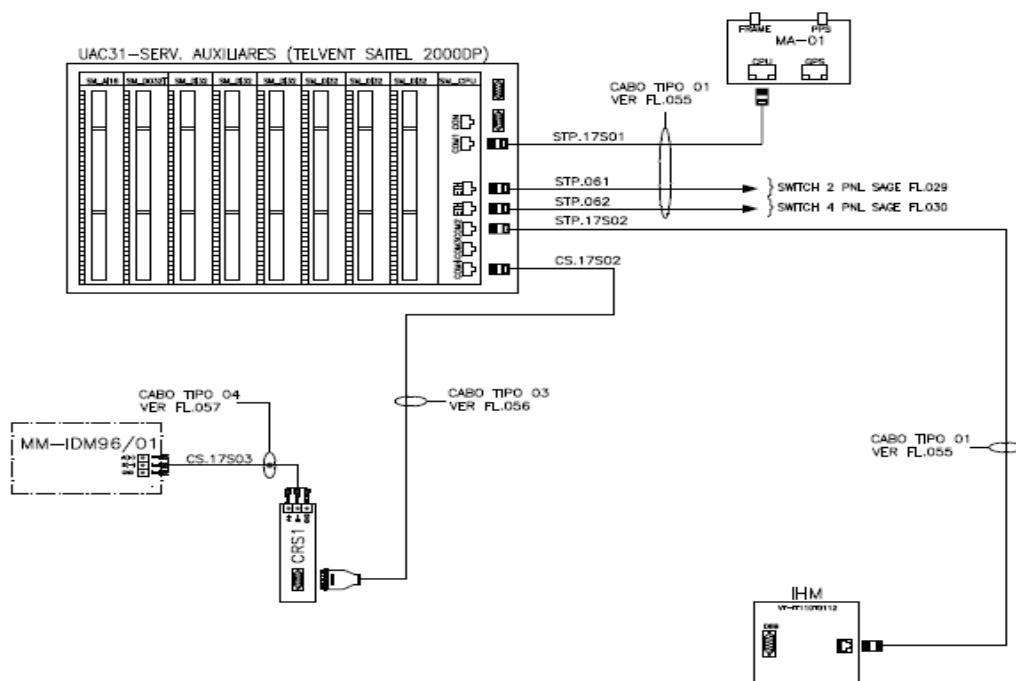
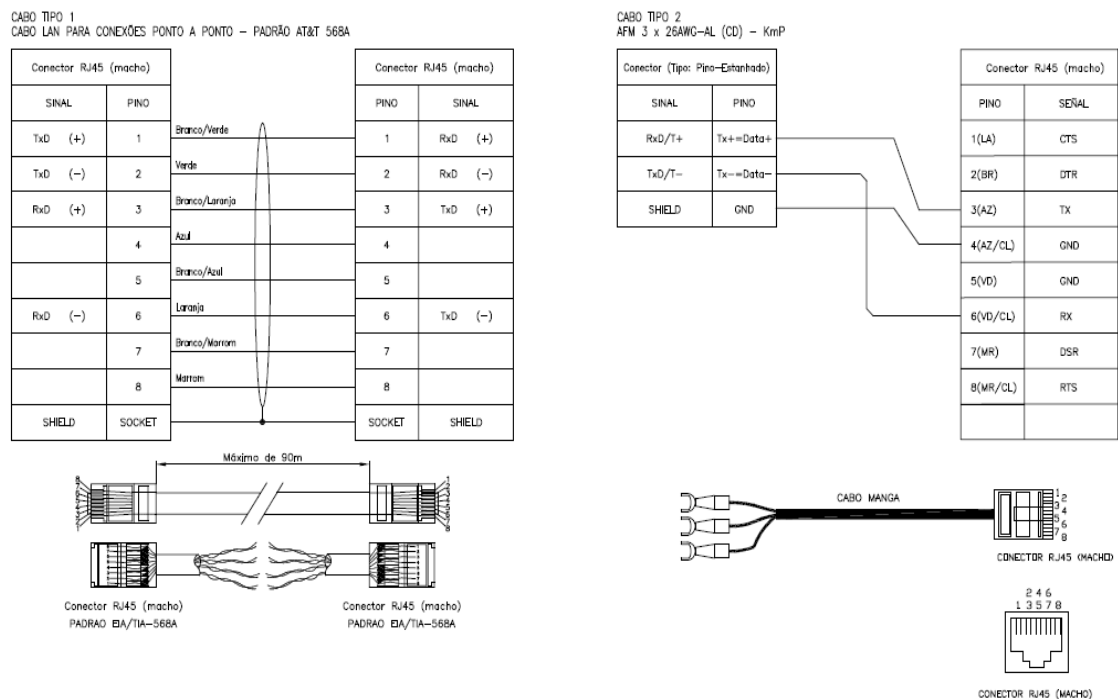


Figura 32 - Equipamentos componentes de um painel típico.

No caso desta subestação (como é comum na maioria das subestações), vários protocolos ainda são utilizados para a comunicação entre os diversos equipamentos, dentre os quais:

- UAC ↔ SAGE: apresentando uma comunicação vertical (diferentes níveis de hierarquia), o protocolo utilizado é o MMS (Manufacturing Message Specification), previsto na norma IEC 61850;
- UAC ↔ IHM touchscreen / UAC ↔ Multimedidor: protocolo Modbus;
- Subestação ↔ COS/COR ONS: IEC 101.

Para a comunicação utilizando diversos protocolos, cabos específicos têm de ser manufaturados, conforme os mostrados na figura 33.



CABO TIPO 3
CABO LAN - PADRÃO AT&T 568A2 - 6AWG-AL (CD)

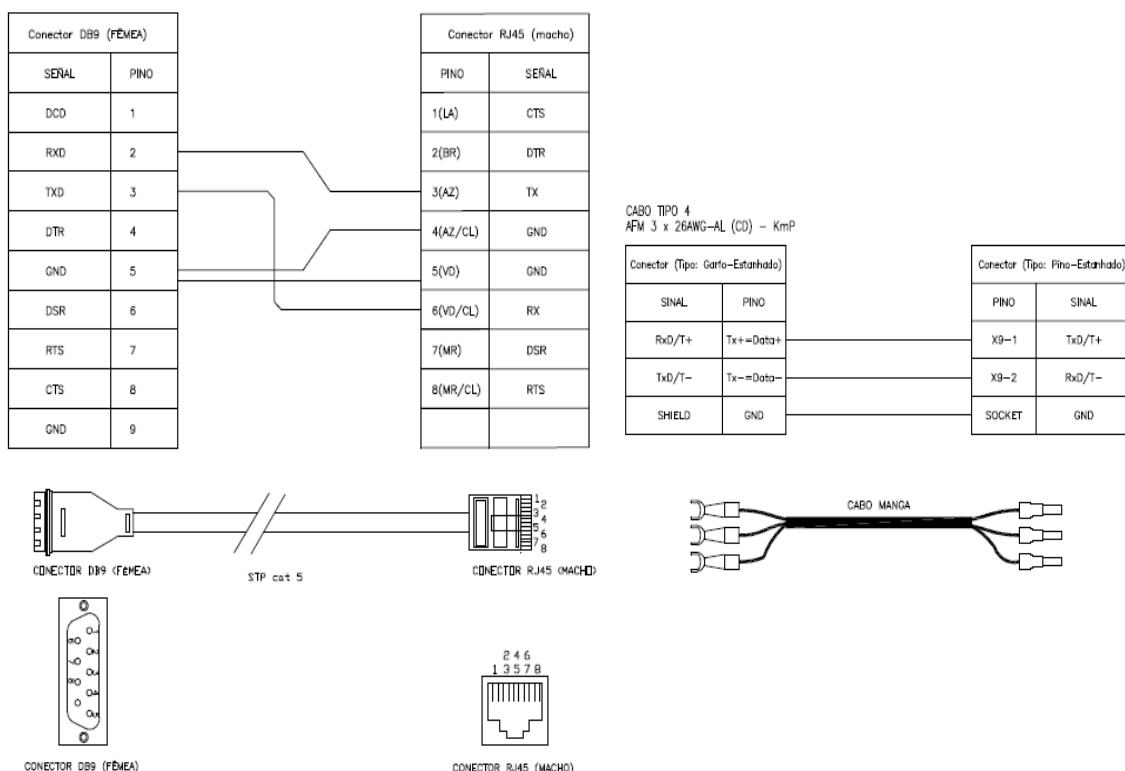


Figura 33 - Cabos para diferentes protocolos de comunicação.

Como pode ser visto, quanto maior o número de protocolos de comunicação utilizados, maior será a diversidade de cabos e maior será o número de cabos utilizados caso estes protocolos não sejam de rede. A subestação ilustrada apresenta grande parte de seus equipamentos se comunicando via rede, o que simplifica o projeto de engenharia da instalação e facilita futuras ampliações do SAS, com contribuição de mais IEDs comunicando-se através da rede local (LAN – Local Area Network). A tendência dos SAS é que todos os equipamentos passem a utilizar os protocolos da norma IEC 61850, garantindo assim, além da interoperabilidade, facilidade no projeto das instalações e conexão de equipamentos, expandindo-se além da sala de controle e também atingindo os equipamentos de pátio.

4. A norma IEC 61850

Conforme introduzido na seção 3.1.4.1.4.2, este capítulo visa a apresentação dos conceitos da norma.

4.1. História

Com o passar do tempo, os equipamentos de proteção de uma subestação de energia elétrica foram se modernizando e, principalmente os relés de proteção, passaram a ser dispositivos eletrônicos com chips com alta capacidade de processamento. A comunicação entre estes equipamentos é definida por um protocolo que define a sintaxe, a semântica e a sincronização dos dados trocados por dois ou mais sistemas computacionais. Ou seja, definem o tipo de mensagem e a ordem em que devem ser trocadas. Sendo assim, os diversos fabricantes, ao desenvolverem seus equipamentos, o fizeram com protocolos ditos proprietários e exclusivos. Com a necessidade de modernizar cada vez mais o sistema, esbarrou-se num empecilho: manter a arquitetura do sistema de comunicação da subestação requeria manter o protocolo utilizado anteriormente ou adicionar *gateways* responsáveis pela conversão de protocolos. Isso significa dizer que aquele sistema de proteção estaria preso ao fabricante escolhido no projeto original da subestação ou pior, ao equipamento daquele fabricante que utiliza tecnologias ultrapassadas. No caso da utilização de *gateways*, o tempo da atuação da proteção é prolongado graças à conversão dos protocolos.

Em 1988, nos EUA um projeto de nome Utility Communications Architecture (UCA) começou a ser desenvolvido em parceria do Electric Power Research Institute (EPRI) com o Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE) a fim de criar uma estrutura de comunicação comum a todos os fabricantes e que garantisse a interoperabilidade entre os sistemas de controle empregados para monitorar e controlar as instalações de sistemas de potência, tendo como foco inicial a comunicação entre os centros de controle e entre subestação e centros de controle e como resultado deste trabalho foi publicada a norma para arquitetura de comunicação conhecida como UCA 2.0.

No ano de 1994, foram criados três grupos de trabalho do comitê técnico TC57 da International Electrotechnical Commission (IEC) para preparar um padrão de comunicação nas subestações e como resultado foi publicada a norma IEC 60870-5-103.

Percebendo que estavam buscando um mesmo objetivo, no ano de 1997 o EPRI e o IEEE juntaram forças com o grupo de trabalho WG10 do TC57 da IEC para a

formulação de uma norma internacional para a comunicação entre os chamados IEDs que compõem os sistemas de controle e monitoramento das instalações de um sistema de potência.

Como resultado desta cooperação foi criada a norma *IEC 61850 Communications Networks and Systems in Substations* que estabelece uma padronização na comunicação entre os equipamentos de uma subestação e tem como pilares fundamentais:

- Um único padrão para toda a subestação, considerando a modelagem dos diferentes tipos de dados requeridos em uma subestação;
- Definição dos serviços básicos requisitados na transferência de dados garantindo assim que o mapeamento total do protocolo de comunicação seja à prova do tempo;
- Garantir alta interoperabilidade entre IEDs de diferentes fabricantes;
- Método ou formato comum para armazenamento completo de dados;
- Definição de testes completos para a conformidade dos equipamentos com a norma.

4.2. A norma IEC 61850 - Redes e Sistemas de Comunicação em Subestações

Para a criação de uma norma aplicável, foram unidos os três seguintes paradigmas:

- Decomposição Funcional – utilizada no entendimento entre as relações lógicas entre os componentes de uma função distribuída, representada pelos *Logical Nodes* (LN) que descrevem as funções, subfunções e interfaces funcionais;
- Fluxo de dados – usado para entender as interfaces de comunicação que suportarão o tráfego de dados entre os componentes funcionais e os índices de desempenho;
- Modelagem de informação – usada para definir as sintaxes e semânticas abstratas da informação trocada, apresentada sob a forma de classes de *Data Objects* (objetos de dados), tipos, atributos, serviços e suas relações entre si.

Como dito anteriormente, um dos objetivos da norma é garantir a interoperabilidade entre os diferentes fabricantes, ou seja, assegurar que o equipamento de um

fabricante “A” possa falar a mesma língua que o equipamento do fabricante “B”, mesmo que haja defasagem tecnológica entre eles.

Vale salientar que a norma não fixa o número de funções nos *IEDs*, sendo o limite definido pela própria capacidade do equipamento, em função do desempenho exigido, custos empregados, evolução tecnológica, etc.

As funções de um Sistema de Automação de uma Subestação (SAS), tais como controle, supervisão, proteção e monitoramento, e suas interfaces lógicas (interfaces entre blocos de função) são mostrados conforme a figura 34 e o significado destas interfaces é mostrado na tabela 10. Na tabela 11 está presente a descrição sobre os três diferentes níveis da subestação [9].

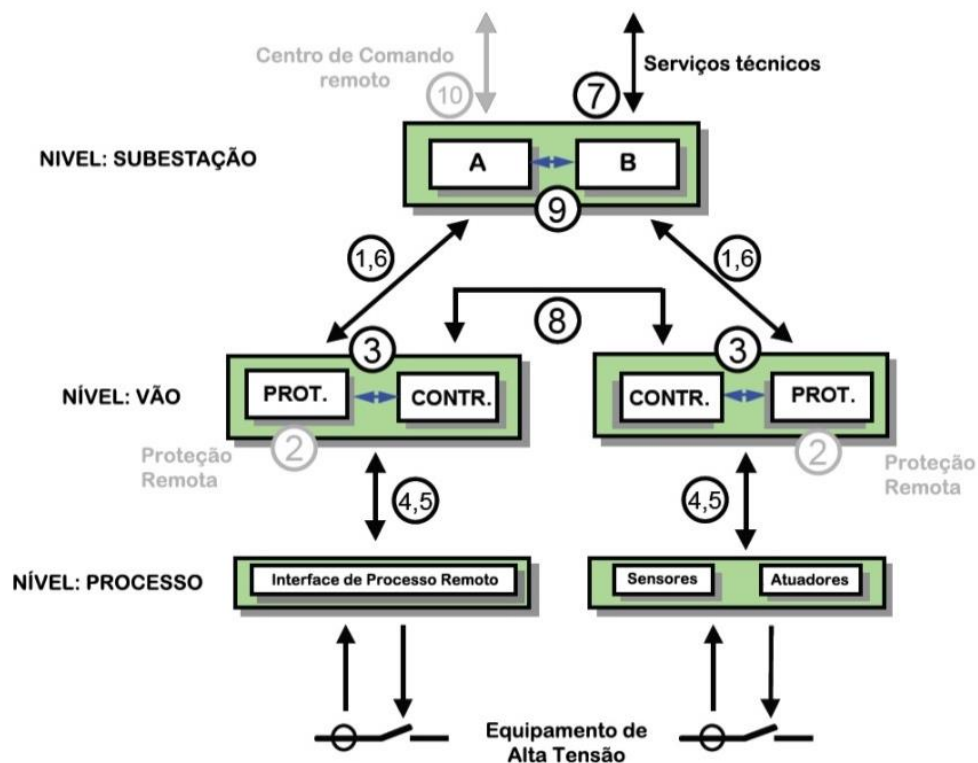


Figura 34 - Modelo de interface de um SAS.

Tabela 10 - Significado das Interfaces Lógicas.

Interface	Descrição
1	Troca de dados de proteção entre o nível do vão e a sala de controle (nível da subestação).
2	Troca de dados de proteção entre o nível do vão e a proteção remota (fora do escopo da norma).
3	Troca de dados dentro do nível do vão.
4	Troca instantânea de dados (especialmente amostras) de TCs e TP's entre os níveis de processo e de vão.
5	Troca de dados de controle entre os níveis de processo e de vão.
6	Troca de dados de controle entre os níveis de vão e da subestação.
7	Troca de dados entre o nível de subestação e um local de trabalho remoto.
8	Troca de dados direta entre vãos em especial para funções rápidas como intertravamento.
9	Troca de dados dentro do nível da subestação.
10	Troca de dados de controle entre equipamentos da subestação e um Centro de Comando remoto (fora do escopo da norma).

Tabela 11 - Equipamentos dispostos nos três níveis da subestação.

Equipamentos por nível	Descrição
Processo	Dispositivos remotos de E/S, sensores e atuadores inteligentes.
Vão	Unidades de controle, proteção e monitoramento por vão.
Subestação (Sala de Controle)	Sistema Supervisório, sala de operação, IHMs (interfaces homem-máquina).

As funções conhecidas na automação de uma subestação foram identificadas e divididas em subfunções chamadas de Logical Nodes (LN).

Tomando como exemplo um relé de proteção e um RDP (registrador de perturbações), pode-se observar que a atuação dos dois em um SAS é distinta. Porém, se uma função de proteção atuar no fechamento do disjuntor do vão, esta mesma função, mesmo o RDP não desempenhando papel algum na proteção do vão, deverá excitar

seu LN correspondente neste dispositivo para que este realize sua função corretamente.

Para que haja então a interoperabilidade, mesmo que um dispositivo não realize uma função, para ele adquirir informações do equipamento que a realize, é necessário que esteja prevista na configuração dos dois esta função compartilhada, chamada então de função distribuída [10].

4.2.1. A norma IEC 61850 e a modernização das subestações

A norma IEC 61850 é o estado da arte em termos de tecnologia na automação de subestações. Vem sendo adotada em diversos países, porém ainda é relativamente nova e, por isso, ainda conta com o esforço conjunto de fabricantes, centros de pesquisa e órgãos normativos para sua evolução. Suas características principais atualmente são:

- Apresenta um conjunto de protocolos;
- Integra completamente os diversos IEDs através de redes Ethernet de alta velocidade e grande confiabilidade;
- Através da linguagem XML (eXtensible Mark-up Language) possibilita que informações sejam compartilhadas na rede, facilitando a implantação do SAS.

Com o uso da norma IEC 61850, o uso de LAN (Local Area Network) passou a ser consolidado em sistemas de automação e proteção, permitindo que as informações fossem publicadas na rede e adquiridas por quem tiver interesse. Desta forma, além dos IEDs que necessitam desta informação para suas tarefas lógicas, centros de controle, gestores, etc. podem acessá-las facilmente com um analisador de redes.

Além disso, a norma IEC 61850 oferece a garantia de interoperabilidade entre IEDs de funções e fabricantes distintos, sendo à prova de tempo e possibilitando futuras expansões ou *retrofitting*. Com isso, a dependência de um único fornecedor é eliminada e o tempo de comissionamento é reduzido (junto com isso, os períodos de desligamento).

Novos benefícios na fase de desenvolvimento do sistema são introduzidos, conforme listado a seguir:

- **Projeto** – com ferramentas de especificação integradas e padronização dos elementos de projeto, fica reduzido o esforço de configuração de bases de dados, lógicas, etc.;
- **Implementação** – os arquivos de configuração dos equipamentos são automaticamente gerados;

- **Construção civil e instalação elétrica** – grande redução de cabos elétricos e, conseqüentemente, redução de riscos com erros de conexão e rompimento de cabos;
- **Comissionamento** – pode-se modelar e simular todo o sistema da subestação, reduzindo e simplificando os testes em campo.

Porém, como cada fabricante e usuário têm características de desenvolvimento distintos, alguns aspectos do SAS estão fora do escopo da norma IEC 61850, como o algoritmo interno de cada IED, topologia da arquitetura de rede, forma de configuração dos IEDs, etc.

A norma IEC 61850 aborda o projeto, implementação e testes do SAS. Os tópicos mais relevantes para este trabalho são os tratados a seguir.

4.2.1.1. Requisitos

Na parte três da norma [11] são definidos os requisitos gerais da rede de comunicação, enfatizando-se os requisitos de qualidade, além de se tratar de condições ambientais e de serviços auxiliares, apontando para o cumprimento de outras normas já difundidas.

Confiabilidade, disponibilidade, integridade dos dados, manutenção, etc. são exigências de qualidade definidas nesta parte da norma.

4.2.1.2. Estruturação dos dados

A norma IEC 61850 utiliza o protocolo de redes TCP/IP para o transporte de dados, tecnologia bastante difundida e conhecida. É mapeada em diversos protocolos de acordo com o tipo de comunicação e de mensagem, não se utilizando índices numéricos ou números no endereçamento de seus “pontos”, ao contrário de outros protocolos, mas sim nomes. É estabelecido um dicionário de nomes e estrutura hierárquica de objetos referenciando-se não a pontos mas a equipamentos do sistema elétrico e funções de proteção [12].

Os pontos apresentam uma classificação hierárquica da seguinte forma [13]:

1. **Physical Device** – dispositivo físico que contém o ponto, com seu endereço de rede;
2. **Logical Device (LD)** – dispositivo lógico, ou seja, endereço virtual do ponto dentro de um dispositivo físico;
3. **Logical Node (LN)** – nós lógicos, representando os objetos do sistema elétrico ou funções de proteção;

4. **Data Objects** – objetos de dados, ou seja, carregam a informação sobre o tipo de ponto, seja um ponto genérico ou outros definidos pela norma (posição de equipamento seccionável, etc.);
5. **Data Attributes** – atributos de dados, representando o valor do ponto ou sua qualidade.

A figura 35 ilustra graficamente esta hierarquização bem como a formação de um ponto.

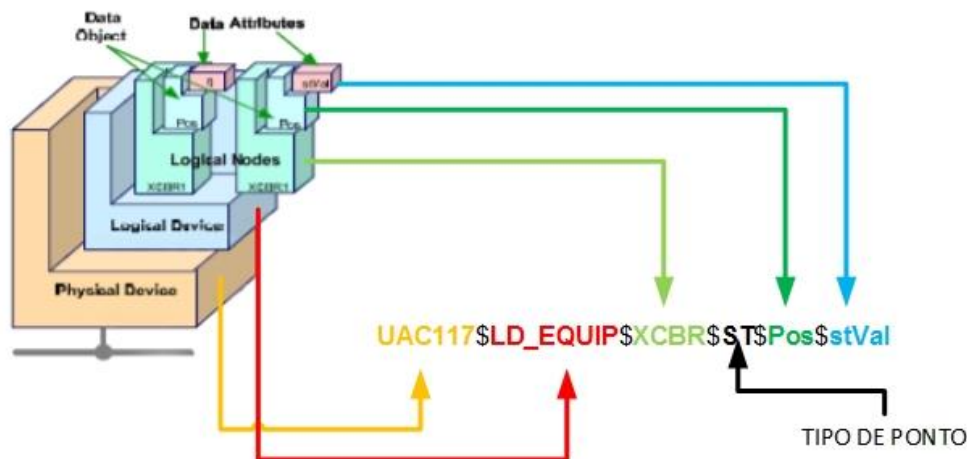


Figura 35 - Estrutura de um ponto segundo a norma IEC 61850.

4.2.1.3. Serviços de mensagens

A norma IEC 61850 pode ser mapeada em diversos protocolos de acordo com a aplicação. Para comunicação vertical, utiliza-se o protocolo MMS (Manufacturing Message Service) [14]. Para troca de dados binários e analógicos horizontalmente utiliza-se o protocolo GOOSE (Generic Oriented Object Substation Events), sendo este o principal utilizado entre os IEDs da subestação e é o serviço de mensagens prioritário definido na norma.

Para troca de status binários, há o protocolo GSSE (Generic Substation State Events) que é uma extensão do mecanismo de transferência de dados definido pela UCA 2.0 [14] [15]. Por ser mais simples que o protocolo GOOSE, a transferência de dados se dá de forma mais rápida. Porém, como sua funcionalidade é limitada, este protocolo tende a cair em desuso.

Por fim, para troca de valores medidos amostrados entre os níveis de processo e de vão da subestação é utilizado o protocolo SMV (Sampled Measured Values) [16].

O protocolo GOOSE proporciona um serviço de mensagens de alta velocidade ponto-a-ponto, tendo como tempo de transmissão um período menor ou igual a 4 milissegundos [17], definido pela norma. Como o protocolo GOOSE não opera na camada de transportes do modelo OSI (opera na camada de enlace), não há

confirmação de recebimento das mensagens. Para contornar este problema, os IEDs enviam repetidamente a mensagem GOOSE com tempos T1, T2 e T3 configurados pelo usuário no IED [18].

A figura 36 ilustra como se dá a transmissão da mensagem GOOSE.

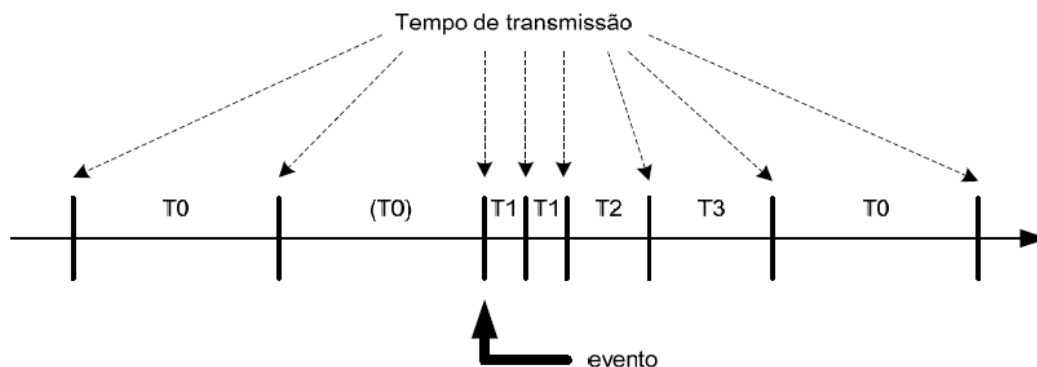


Figura 36 - Característica de transmissão das mensagens GOOSE.

Os instantes de tempo são definidos como:

- **T0** - retransmissão da mensagem GOOSE com o estado do ponto inalterado;
- **(T0)** - retransmissão da mensagem GOOSE quando de repente ocorre a mudança no estado do ponto;
- **T1** - transmissão da mensagem GOOSE com o estado alterado em períodos curtos;
- **T2 e T3** – incremento no período de transmissão com tempo maior que **T1**, até que se atinja a estabilidade e a mensagem passa a ser retransmitida periodicamente com período de transmissão igual a **T0**;

Os dados do modelo GOOSE são publicados em agrupamentos chamados *Data Sets*, da forma mostrada na figura 37. Tais *Data Sets* são compostos por conjuntos, tanto de dados como da qualidade dos pontos [19].

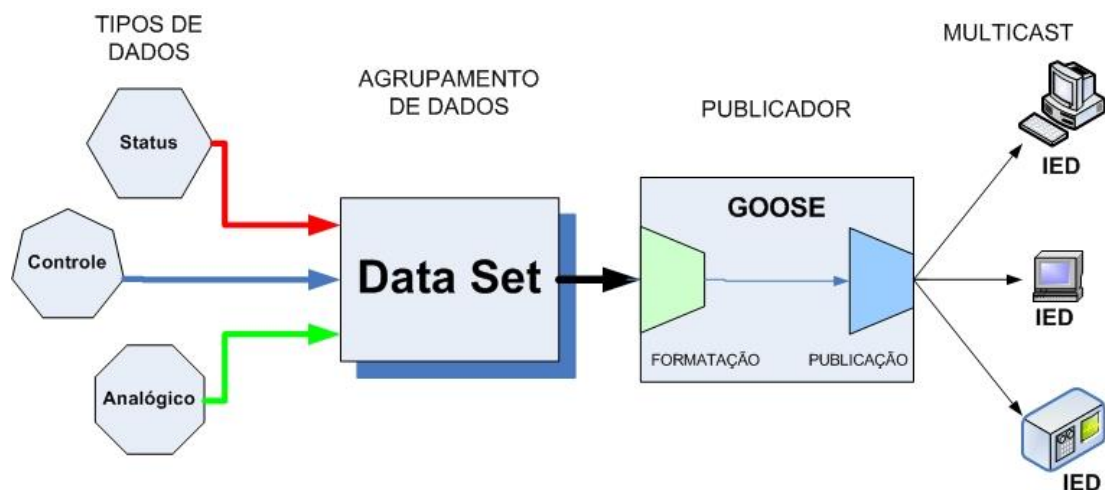


Figura 37 - Publicação de mensagem GOOSE em Data Sets.

No mesmo pacote de cada mensagem GOOSE estão os parâmetros de comunicação tais como:

- Identificação VLAN;
- Prioridade (definida pela norma 802.1Q);
- Endereço MAC (Media Access Control) multicast.

De suma importância é este endereço pois como o protocolo GOOSE atua na 2ª camada do modelo OSI (camada de enlace), este endereço é a representação do IED na rede. Desta forma, um dado ponto de interesse terá em sua trama o endereço MAC configurado no IED e todos os outros IEDs que desejem adquirir este ponto deverão possuir um GCB (GOOSE Control Block) que aponte para este endereço MAC, além dos Logical Nodes, tipo de ponto e instâncias desejadas.

O endereço MAC é denominado Multicast e é composto por seis octetos hexadecimais com a seguinte formação recomendada pela norma [14]:

- A IEEE define os três primeiros octetos como 01-0C-CD;
- Para GOOSE o quarto octeto deve ser 01, para GSSE (Generic Substation Status Event) deve ser 02 e para SMV deverá ser 04;
- Os dois últimos octetos definirão o endereço do IED, sendo conhecido como APPID.

A tabela 12 ilustra os intervalos dos endereços MAC.

Tabela 12 - Endereçamento MAC recomendado pela norma.

Protocolo	Início	Fim
GOOSE	01-0C-CD-01-00-00	01-0C-CD-01-01-FF
GSSE	01-0C-CD-02-00-00	01-0C-CD-02-01-FF
SMV	01-0C-CD-04-00-00	01-0C-CD-04-01-FF

O protocolo GOOSE, introduzido pela norma IEC 61850 tem as seguintes características principais [20]:

- Publisher/Subscriber (Publicador/Assinante);
- Múltiplos consumidores: endereços MAC multicast requeridos;
- Não utiliza IP, não atuando, portanto, nas camadas de rede e de transporte do modelo OSI;
- Não é roteável, já que entre duas LAN distintas pode haver dois endereços coincidentes;

Além das mensagens GOOSE, como mencionado anteriormente, para comunicações verticais há o protocolo MMS seguindo a característica de cliente/servidor, provendo mensagens em tempo real, atuando na 7ª camada do modelo OSI (camada de aplicação). Este protocolo foi criado para trocas de dados em redes industriais na década de 1980, sendo padronizado posteriormente pela ISO 9506, tendo as seguintes características:

- Client/Server;
- Consumidor específico: requer endereço MAC unicast;
- Utiliza o IP, sendo providas então as camadas de transporte e de rede do modelo OSI;
- É roteável para consumidores dentro de uma LAN ou WAN.

4.2.1.4. Arquitetura de comunicação

A norma IEC 61850 provê um dicionário padronizado de funções e equipamentos do sistema elétrico, assim como hierarquiza a estrutura de objetos. Além disso, define um padrão de formato para troca de informações das configurações dos IEDs que, transformado em arquivo, pode ser utilizado nas ferramentas de configuração dos outros IEDs. Exemplificando, de posse do arquivo de configuração definido pela norma de um relé de proteção da GE, pode-se adicioná-lo ao software que gerencia a comunicação via rede do relé da SEL (no caso, AcSELerator Architect Software).

Este formato definido pela norma é chamado de SCL (*Substation Configuration Language*) e consiste numa configuração XML, definindo quatro arquivos utilizados na etapa de projeto para montar a arquitetura da subestação. Estes arquivos são definidos no documento IEC 61850-6 [21] e ilustrados na figura 38.

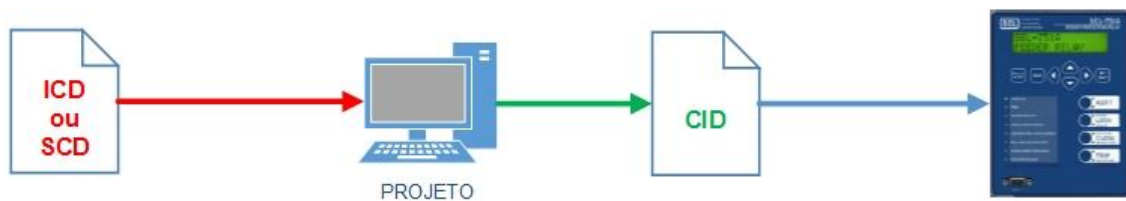


Figura 38 - Arquivos de configuração XML.

A descrição destes arquivos de configuração é dada a seguir:

- SSD (*System Specification Description*) – funções do sistema de potência;
- SCD (*Substation Configuration Description*) – definição completa da subestação junto com a arquitetura de sua rede de comunicação;
- ICD (*IED Capability Description*) – informa os dados que certo IED suporta;
- CID (*Configured IED Description*) – descreve a configuração do IED.

O arquivo SSD provê o unifilar da subestação e indica os Logical Nodes necessários.

No arquivo ICD são descritos os recursos do IED, seus Logical Nodes suportados e a configuração do GOOSE como Logical Device.

Já o arquivo SCD informa todos os IEDs presentes na instalação, fornece os dados da configuração das comunicações e a descrição da subestação.

Por último, o arquivo CID é único de cada IED e o descreve com informações de capacidade e comunicações.

A única desvantagem de projeto e implementação de um esquema de automação de subestação via IEC 61850 está na manipulação dos arquivos XML que requer profissionais experientes e um tempo adicional.

5. Validação da norma IEC 61850: interoperabilidade e protocolo GOOSE

Para validar algumas características da norma IEC 61850, foram realizados três experimentos:

1. Verificação da característica das mensagens GOOSE;
2. Verificação da troca de mensagens GOOSE entre dois IEDs de fabricantes e funções distintos;
3. Comparação entre o tempo de atuação de um disparo de proteção via contato elétrico e mensagens GOOSE.

Espera-se comprovar a eficiência da norma com os resultados dos ensaios realizados. Na seção 5.1 são apresentados os equipamentos utilizados para a realização dos experimentos. A figura 39 mostra o rack de testes com os equipamentos utilizados.

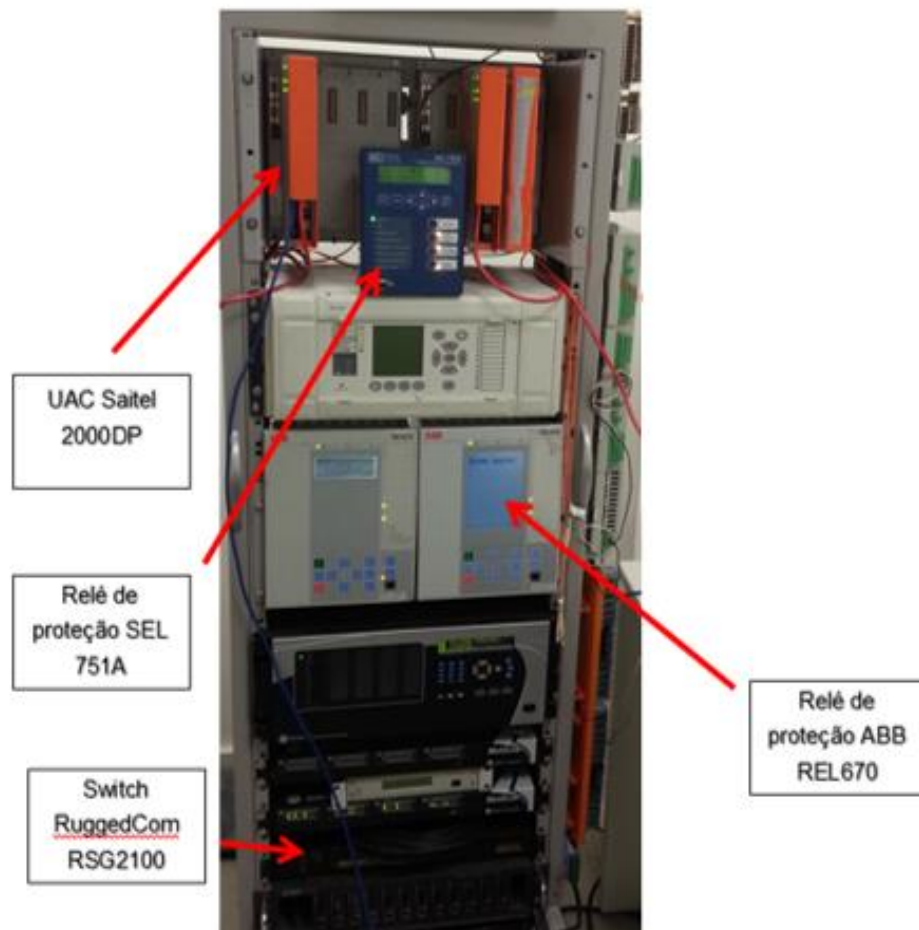


Figura 39 - Rack de testes.

5.1. Equipamentos utilizados

5.1.1. Relé de proteção SEL 751-A

Relé multifunção para proteção, controle, monitoramento e automação de alimentadores, bancos de capacitores, reatores, transformadores, geradores e interligação concessionária / consumidor com ou sem co-geração com sistema de detecção de arco voltaico em painéis de baixa e média tensão [22], ilustrado na figura 40.



Figura 40 - Relé de proteção SEL 751-A.

5.1.1.1. Características básicas

5.1.1.1.1. Funções de proteção

- **50/51** - Sobrecorrente de fase instantânea e temporizada;
- **50/51G** - Sobrecorrente residual instantânea e temporizada calculada ou medida;
- **50/51N (ou GS)** – Sobrecorrente instantânea e temporizada de neutro ou terra;
- **50/51Q (46)** - Sobrecorrente instantânea e temporizada de sequência negativa;
- **50PAF** – Sobrecorrente de fase instantânea de alta velocidade para detecção de arco voltaico (opcional);
- **50NAF** – Sobrecorrente de neutro instantânea de alta velocidade para detecção de arco voltaico (opcional);
- **49** – elemento térmico (opcional), com a utilização de RTDs;
- **81** – Sub / Sobrefrequência e taxa de variação de frequência (opcional);

- **27/59** - Subtensão e sobretensão fase-neutro ou entre fases (opcional);
- **55** – Fator de potência (opcional);
- **60** - Perda de potencial (opcional);
- **59Q (47)** – Sobretensão de sequência negativa (fase reversa) (opcional);
- **59N** – Sobretensão de sequência zero (opcional), quando utilizados 3 TP's a quatro fios;
- **86** – Bloqueio;
- **50/62BF** – Falha de disjuntor;
- **79** – Religamento Automático (4 tentativas) (opcional);
- **32** – Direcional de potência (opcional);
- **25** - Check de Sincronismo (opcional);
- **AFD** – Detecção de arco voltaico (opcional).

5.1.1.1.2. Funções de medição

- Correntes de fase (IA, IB, IC), de neutro (IN), residual calculada e medida (IG), correntes de sequência negativa (3I2) e zero (3I0);
- Tensões de fase (VA, VB, VC), tensões fase-fase (VAB,VBC,VCA), tensão de sincronismo (Vs), de sequência negativa (3V2), sequência zero (3V0) e tensão DC (Vbat);
- Potência aparente, ativa e reativa trifásica;
- Fator de potência trifásico;
- Energia ativa e reativa trifásica;
- Frequência;
- Medição de temperatura com até 12 RTD's (através do módulo externo SEL-2600) ou 10 RTD's com cartão interno. Tipo do RTD configurável: Pt100, Ni100, Ni120 ou Cu10 (opcional);
- Medição sincronizada de fasores.

5.1.1.1.3. Funções de monitoramento

- Oscilografia de 15 (até 77 relatórios) ou 64 ciclos (até 19 relatórios). Resolução de 16 amostras/ciclo;
- Sequência de eventos, armazenando os últimos 1024 eventos;
- Relatório de Curva de Carga (load-profile), com coleta de até 17 grandezas analógicas com intervalos programáveis (5, 10, 15, 30 ou 60min.);
- Monitoramento do sistema de alimentação auxiliar CC, fornecendo alarme para sub ou sobretensão.

5.1.1.1.4. Funções de controle

- Número de entradas e saídas:
 - Standard: 2 Entradas e 3 Saídas Digitais
- Placas adicionais (até 3 placas):
 - 04 Entradas para sensores de luz para detecção de arco voltaico
 - 10 RTDs internos
 - 4 Entradas e 4 Saídas Digitais
 - 4 Entradas Digitais e 4 Saídas Digitais de Estado Sólido
 - 8 Entradas Digitais
 - 3 Entradas e 4 Saídas Digitais e 1 Saída Analógica (4-20mA)
 - 8 Entradas Analógicas (até $\pm 10V$ ou $\pm 20mA$)
 - 4 Entradas e 4 Saídas Analógicas (até $\pm 10V$ ou $\pm 20mA$)
 - 3 Entradas de Tensão AC (VA, VB, VC)
 - 5 Entradas de Tensão AC (VA, VB, VC, Vsync, Vbat)
 - Porta serial EIA-232/485
 - Comunicação DeviceNet – EIA-485
- 86 – Retenção de sinal de disparo;
- Pushbottons frontais personalizáveis para controle local;

Programação por equações lógicas e matemáticas SELogic® para controle local e remoto, possuindo os seguintes elementos:

- 32 chaves locais;
- 32 chaves remotas;
- 32 temporizadores;
- 32 contadores
- 32 biestáveis;
- Operações: AND, OR, NOT, comparadores ($=$, $<>$, $<$, $>$, $<=$, $>=$), adição (+), subtração (-), multiplicação (*), divisão (/), detecção de borda de subida (R_TRIG) e detecção de borda de descida (F_TRIG).

5.1.1.1.5. Comunicação

- 1 porta serial EIA-232 frontal;
- 1 porta serial EIA-232 ou EIA-485 traseira;
- 1 porta de fibra óptica serial;
- 1 ou 2 portas Ethernet; (opcional);
- 1 placa com porta serial EIA-485 ou EIA-232 traseira; (opcional);
- 1 placa para comunicação DeviceNet; (opcional);

- Sincronização horária por IRIG-B;
- Sincronização horária por SNTP;
- Protocolos:
- Serial: ASCII, Modbus® RTU, DNP3.0 Serial (opcional), DeviceNet (opcional), SEL Fast Meter, SEL Fast Operate, SEL Fast SER, SEL Fast Message, Mirrored Bits.
- Ethernet: Modbus® TCP (opcional), DNP3.0 LAN/WAN (opcional), Telnet (opcional), FTP (opcional), IEC 61850 (opcional).

5.1.1.1.6. Outras características

- Painel frontal com LEDs e rótulos (Labels) configuráveis, display LCD com 2 x 16 caracteres e teclado de fácil navegação;
- Alimentação Auxiliar: 24-48Vdc / 110-250Vdc / 110-230Vac
- Software amigável para parametrização (AcSELerator®);
- Contatos Standard: capacidade de condução contínua 6A @ 70oC, capacidade de estabelecimento de condução 30A, capacidade de interrupção 0,3A (125Vcc, L/R = 40ms);
- Possibilidade de aumento da capacidade de interrupção para 10A (125Vcc, L/R = 40ms), utilizando SEL-9501/SEL-9502.
- Entradas de corrente: 1 A ou 5 A; Entrada de corrente de neutro de alta sensibilidade: 2,5mA; (opcional)
- Painel frontal atende os requisitos do NEMA12/IP65;
- Temperatura de operação – 40 ° a + 85 ° C;
- Proteção Conformal Coating dos circuitos impressos contra agentes químicos (opcional);
- Filtragem adaptativa em situação de saturação de TCs.

5.1.1.1.7. Diagrama de ligação

A figura 41 mostra o diagrama de ligação do relé de proteção SEL 751-A, detalhando conexões com fontes de alimentação, conexão com o campo etc.

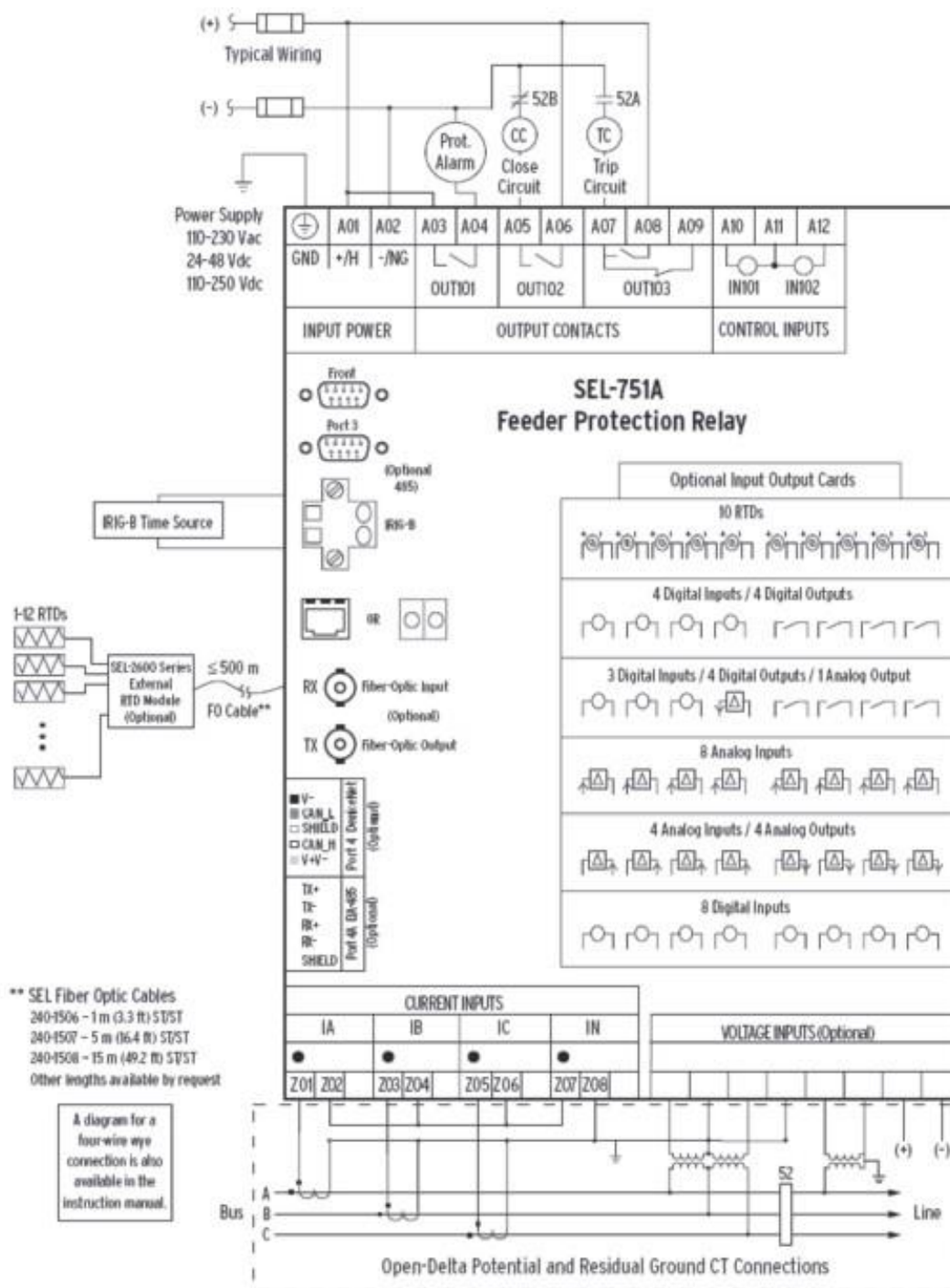


Figura 41 - Diagrama de ligação do relé de proteção SEL 751-A.

5.1.2. Relé de proteção ABB REL670

Relé multifunção para proteção, controle, monitoramento e automação de linhas de transmissão, sendo sua principal função de proteção a de distância [23]. É ilustrado na figura 42.



Figura 42 - Relé de proteção ABB REL 670.

5.1.2.1. Características básicas

5.1.2.1.1. Funções de proteção

- **21** – Proteção de distância;
- **87** – Proteção diferencial de alta impedância para alimentadores-T;
- **50** – Sobrecorrente instantânea de fase ou residual;
- **67/67Q/67G** – Sobrecorrente direcional residual, de sequência negativa ou de terra;
- **46BC** – Check de condutor partido;
- **49/51** – Proteção térmica de sobrecarga;
- **50/62BF** – Falha de disjuntor;
- **50STUB** - Proteção STUB;
- **78** – Discordância de polos;
- **32** – Direcional de potência;
- **59P/59N** – Sobretensão residual de fase ou neutro;
- **27** – Subtensão;
- **24** – Sobreexcitação ou Volts/Herz;
- **81O/81U/81R** – Sobre, sub ou taxa de variação da frequência;
- **50SOTF** – Switch On To Fault (fechamento sob falta) e detecção de linha morta.
- **25** – Synchrocheck;
- **79** – Religamento automático.

5.1.2.1.2. Funções de monitoramento

- Oscilografia (100 perturbações. 40 canais analógicos e 96 binários);
- Listagem de até 1000 eventos;
- Informe de perturbações;

- Gravação de valores de eventos e trip;
- Localizador de falta;
- Contadores de eventos;
- Supervisão de grandezas CA e mA;
- IHM em linguagem local.
- Indicadores LED.

5.1.2.1.3. Funções de medição

- Tensão, corrente, potência (ativa, reativa e aparente), frequência e fator de potência;
- Tensão diferencial por zonas;
- Grandezas CA de entrada com acurácia menor ou igual a 0,5%;
- Entradas para medição de grandezas mA;
- Função de medição de energia para estatísticas;
- Contador de pulsos para suporte de medições de energia

5.1.2.1.4. Funções de Controle

- Ferramentas de controle para 8 ou 15 aparatos;
- Módulos de intertravamento prontos para uso;
- Sincronização e verificação de energização.

5.1.2.1.5. Comunicação

- IEC 61850-8-1 incluindo mensagens GOOSE;
- IEC 61850-9-2 barramento de processos LE;
- Barramento de estação redundante individualmente supervisionado com tempo de recuperação de zero segundos;
- IEC 60870-5-103 – comunicação serial;
- DNP 3.0 escravo;
- LON – comunicação serial (protocolo proprietário ABB);
- SPA (protocolo proprietário ABB);
- Transferência de 192 sinais binários para comunicação com dispositivos remotos.

5.1.2.1.6. Outras características

A seguir, algumas características configuráveis no relé ABB REL 670.

- Tamanho baseado no número de módulos E/S;
- Módulos de fonte de alimentação de 24 a 250 Vcc;

- Módulos de conversão analógica/digital e módulos com transformadores de instrumentação;
- Até 14 módulos E/S;
 - Módulos de entrada binária (30 e 50 mA) com 16 entradas;
 - Módulos de saída binária com 24 saídas;
 - Módulos mistos de entrada e saída (8 entradas e 6 saídas);
 - Módulos de saída mA com 6 canais transdutores;
- Sincronização no tempo acurada através de GTM, módulos GPS, SNTP, DNP 3.0 ou IRIG-B;
- Módulos para comunicação com dispositivos remotos;
- Conectores de compressão ou anel;
- Bloco de testes COMBITEST.

5.1.2.1.7. Diagrama de ligação

A figura 43 mostra o diagrama de ligação do relé de proteção SEL 751-A, detalhando conexões com fontes de alimentação, conexão com o campo etc.

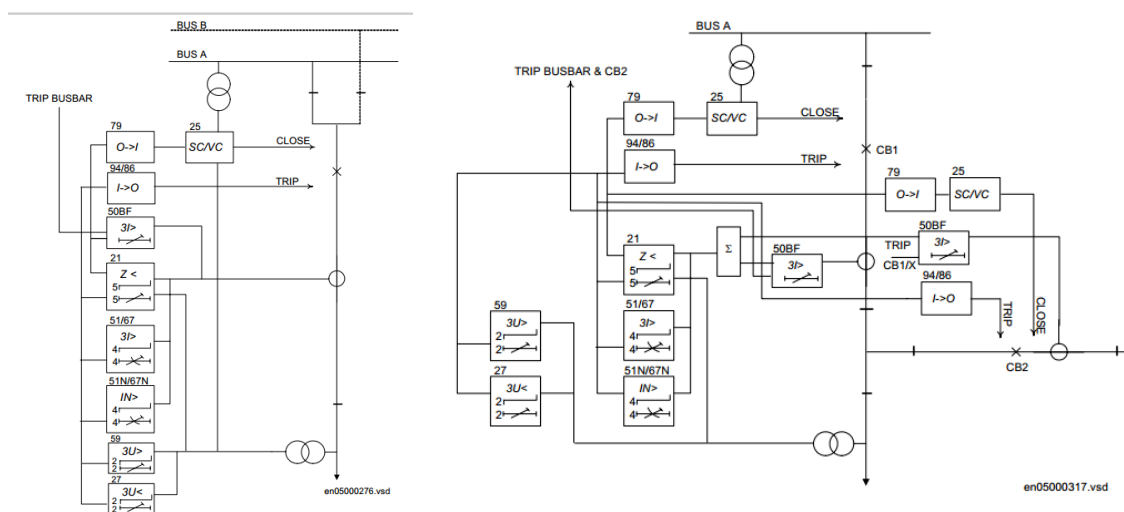


Figura 43 - Diagrama de fiação do relé ABB REL 670.

5.1.3. Unidade de Aquisição e Controle Saitel 2000DP – Schneider Electric

Plataforma de alta performance para aquisição e controle em tempo real do sistema elétrico, suportando um alto número de conexões Fast-Ethernet e diversos protocolos de comunicação. Possui arquitetura modular dispondo ampla variedade de E/S digitais e analógicas [24]. A figura 16 ilustra este equipamento.

5.1.3.1. Características

- Habilidade de monitorar e controlar milhares de pontos de E/S;
- Pode operar com redundância na alimentação, CPU, canais de comunicação ou mesmo o sistema inteiro, sendo o sistema primário defeituoso retirado por hot-swap;
- Extensa biblioteca de protocolos de comunicação;
- Módulos de aquisição de E/S com condicionamento de sinal e sincronização no tempo integrada (1 ms) com estampa de tempo independente;
- Subsistema de aquisição de dados baseado no protocolo serial Profibus-DP (barramento no backplane, comunicação dos módulos com a CPU);
- Modularidade e custos de manutenção reduzidos;
- Alta capacidade de processamento;

5.1.3.2. Módulos de hardware

- SM_CPU – unidade de controle;
- SM_SERS/SM_SER – unidade multiplexadora de comunicação síncrona ou assíncrona;
- SM_PS – fonte de alimentação;
- SM_DI32 – módulo de aquisição de 32 entradas digitais;
- SM_DO32T – módulo com 32 saídas digitais transistorizadas;
- SM_DO16R – módulo com 16 saídas digitais a relé;
- SM_AI16 – módulo com 16 entradas analógicas;
- SM_AI8O4 – módulo com 8 entradas e 4 saídas analógicas;
- SM_AC – 16 entradas analógicas diretas e check de sincronismo;
- SM_BP – Painel com 4, 6 ou 9 slots para os módulos da família Saitel 2000DP, ligados por um barramento de comunicação serial Profibus-DP.

5.1.4. Switch RuggedCom RSG2100

O RuggedSwitch® RSG2100, ilustrado na figura 44, é um switch Ethernet gerenciável, modular e projetado para operar de forma confiável em ambientes agressivos como os de uma subestação de energia elétrica. Junto com isto, seu sistema operacional aumenta a confiabilidade e segurança cibernética, sendo ideal para redes com informações críticas, em tempo real [25].



Figura 44 - Switch gerenciável RuggedCom RSG2100.

5.1.4.1. Características

5.1.4.1.1. Portas Ethernet

- Até 3 portas Gigabit Ethernet, de cobre ou fibra óptica;
- Até 16 portas Fast-Ethernet, de cobre ou fibra óptica;
- Suporta diversos tipos de fibra óptica (Multimodo, Monomodo, bi-direcional a fio único);
- Múltiplos tipos de conectores (ST, MTRJ, LC, SC);
- Distâncias Gigabit de até 70 km.

5.1.4.1.2. Segurança eletrônica

- Senhas multiníveis;
- Sistemas de encriptação SSH/SSL;
- Segurança baseada no endereço MAC das portas, permitindo ou não autorizando o uso de determinada porta;
- VLAN (Virtual Local Area Network) para segregar e dar segurança ao tráfego de rede;
- Autenticação SNMPv3 e encriptação de 56 bits.

5.1.4.1.3. Confiabilidade em ambientes nocivos

Imunidade a interferências eletromagnéticas e fortes surtos elétricos, já que possui o sistema Zero-Packet-Loss (perda zero de pacotes) e está em conformidade com as seguintes normas:

- IEEE 1613 classes 1 e 2 (cobre e fibra óptica);
- Supera os requisitos das normas:
 - IEC 61850-3 (subestações de energia elétrica);
 - IEC 61850-3 (sistemas de velocidades variáveis);
 - IEC 61000–6–2 (sistema industrial genérico);
 - NEMA TS-2 (equipamento de controle de tráfego).
- Hazardous Location Certification (Certificação de local nocivo): Classe 1, Divisão 2;

5.2. Experimentos

Uma série de experimentos foi realizada para se verificar benefícios do uso da norma IEC 61850. Os equipamentos utilizados e descritos no tópico 5.1 foram preparados com as seguintes configurações básicas descritas na tabela 13.

Tabela 13 - Configurações gerais dos IEDs.

	IP	MAC Address	ED EVENTO 0	ED	SD	GOOSE
SEL 751-A	192.168.1.103	01-0C-CD-01-00-67	IN402	IN401	-	VB003 VB005
ABB REL670	172.22.240.94	01-0C-CD-01-00-5E	BI15	-	BO24	SP16GGIO08
SAITEL 2000DP	192.168.1.102	01-0C-CD-01-00-66	-	-	-	UCD1XVPS14

5.2.1. Características das mensagens GOOSE

Para verificar a característica exponencial das mensagens GOOSE, descrita na seção 4.2.1.3, foi elaborado um procedimento de disparo de mensagens GOOSE pelo relé de proteção REL670, ilustrado na figura 45.

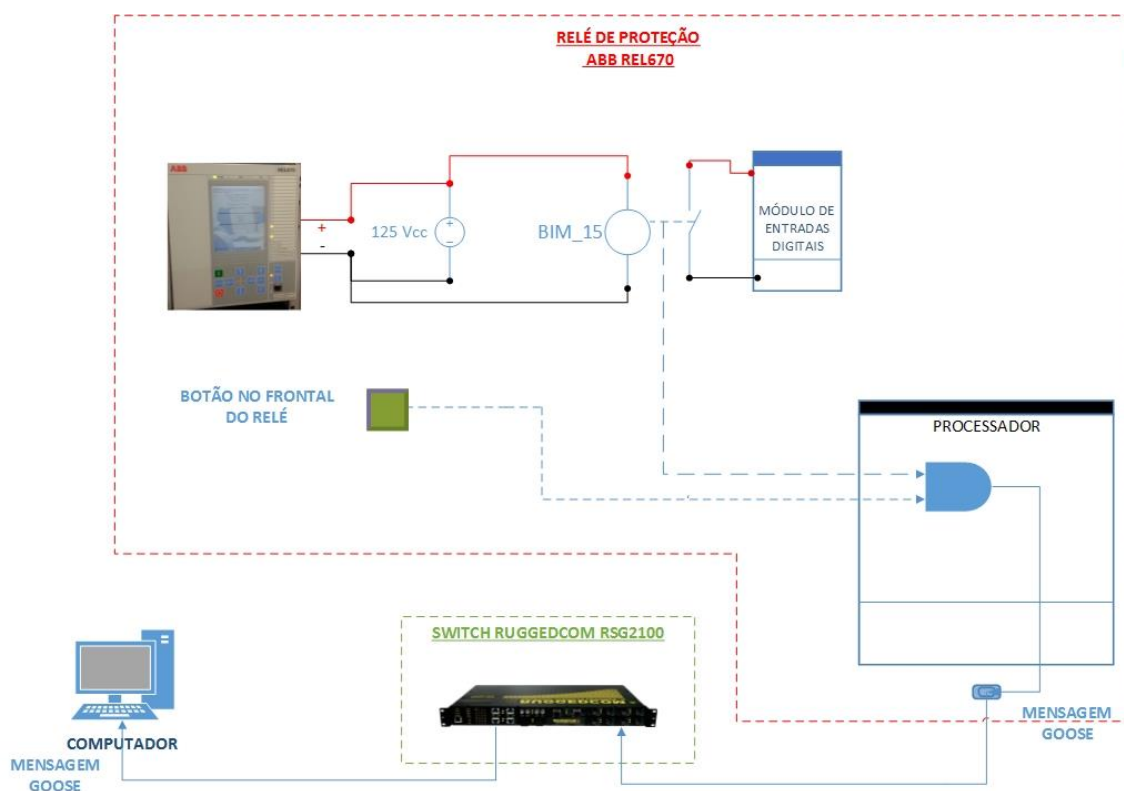


Figura 45 - Esquemático do circuito de disparo de mensagens GOOSE.

Desta forma, ao pressionar o botão *disparo* no display do relé, a entrada digital BIM_15 é diretamente ligada à saída de mensagens GOOSE, SP16GGIO08. A figura

46 exibe o frontal do relé com a tela preparada para este experimento e a figura 47 mostra a lógica programada no relé relacionando as variáveis de entrada, saída e a configuração do botão para o disparo.

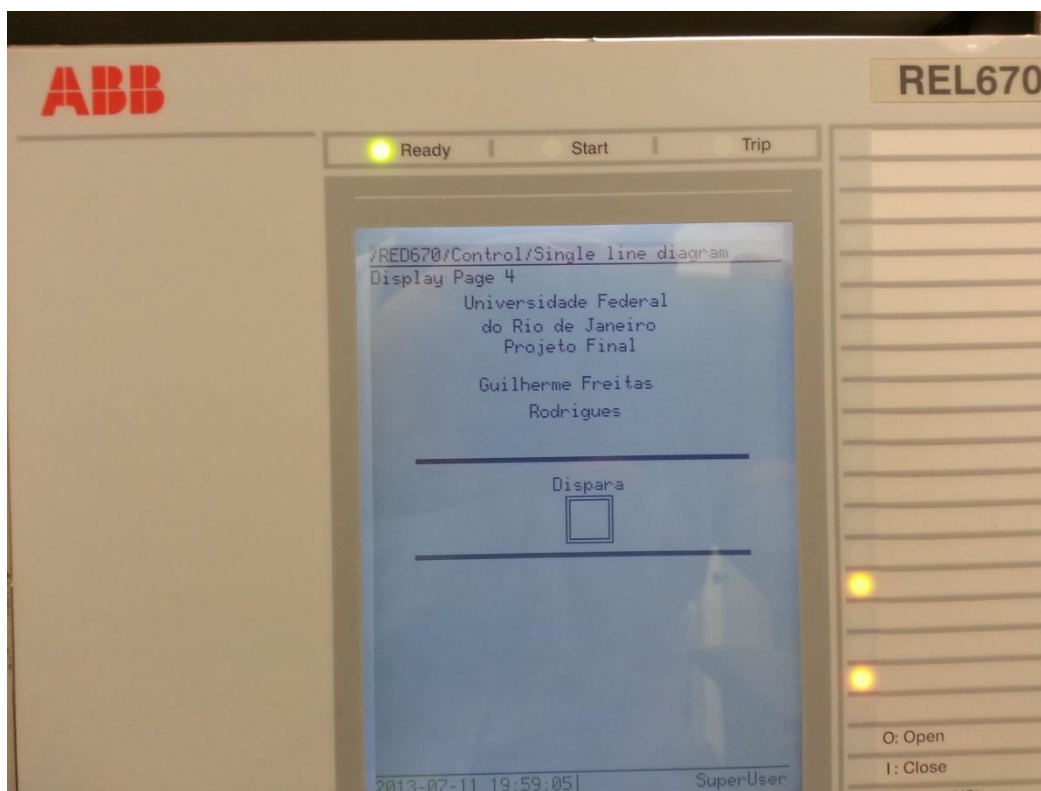
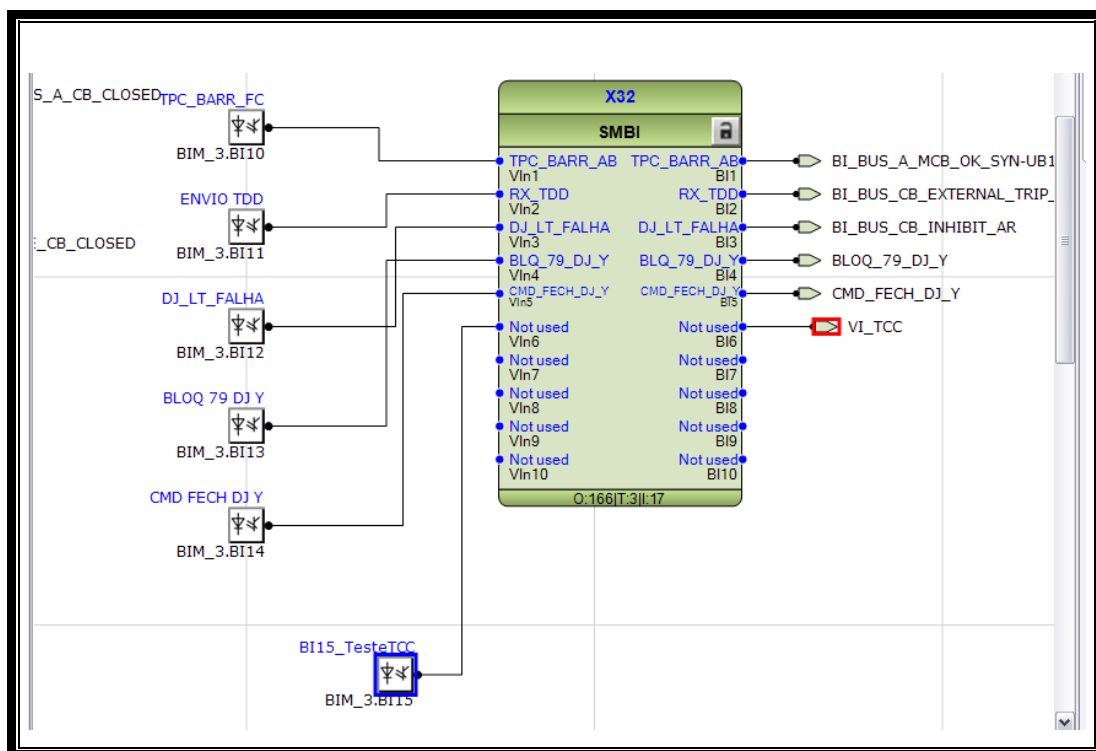


Figura 46 - Frontal do relé ilustrando o botão de disparo.



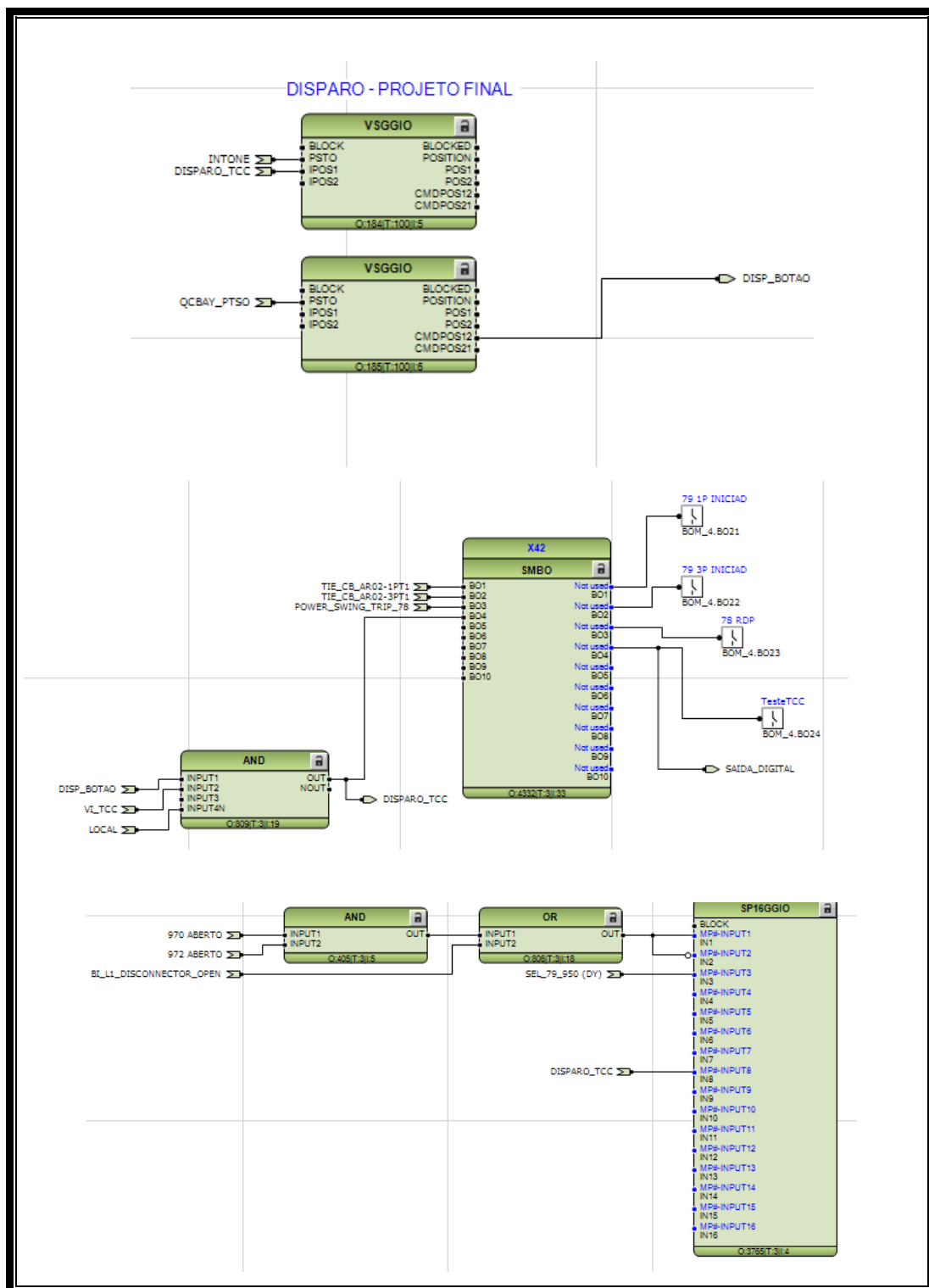


Figura 47 - Lógica programada para o disparo de mensagens GOOSE.

Este botão dispara apenas um pulso, ou seja, não mantém excitado o estado do ponto. Por se tratar de um pulso, o tempo em que o ponto fica excitado (estado 1) tende a zero, não sendo possível verificar a evolução temporal dos disparos de mensagem GOOSE na rede. Por este motivo, foram coletados somente os dados do

estado não excitado do ponto (estado 0) que ocorreram após o disparo do pulso, ou seja, após a transição de estados de 1 → 0.

Posto isto, foi realizado apenas um disparo com o intuito de se verificar o comportamento das mensagens GOOSE na rede, com o auxílio do software MMS-Ethernet que monitora em tempo real a rede com seus inúmeros protocolos.

Antes de se iniciar o disparo, foi selecionado um filtro para que fossem mostrados somente as mensagens GOOSE relativas ao MAC Address lógico do relé ABB REL670.

Uma vez realizado o disparo, esperou-se tempo suficiente para se obter uma boa quantidade de pontos com seus respectivos tempos de entrada na rede com precisão de milissegundos.

A figura 48 mostra a interface do programa já com todos os pontos coletados, com a seguinte legenda:

- **Vermelho** – filtro utilizado para seleção, somente mensagens GOOSE provenientes do relé ABB REL670 (MAC address lógico 01.0C.CD.01.00.5E);
- **Verde** - características da mensagem como MAC address físico de origem (00.00.23.06.AF.C7) e MAC address lógico de destino (01.0C.CD.01.00.5E), AppID GOOSE (endereço 94 em representação decimal – 005E em representação hexadecimal), GCB (GOOSE Control Block), DataSet e GOOSEID (ARA2_FU2_UPA);
- **Azul** – estado do ponto, como está sendo considerado somente o ponto não excitado, vindo da transição de estados 1 → 0, seu estado aparece como BOOLEAN: FALSE;
- **Laranja** – trama da mensagem GOOSE selecionada, onde a parte central é a trama da mensagem e a parte à direita é a sua tradução em termos de IED Name, Logical Devices, Logical Nodes, dados e seus atributos.

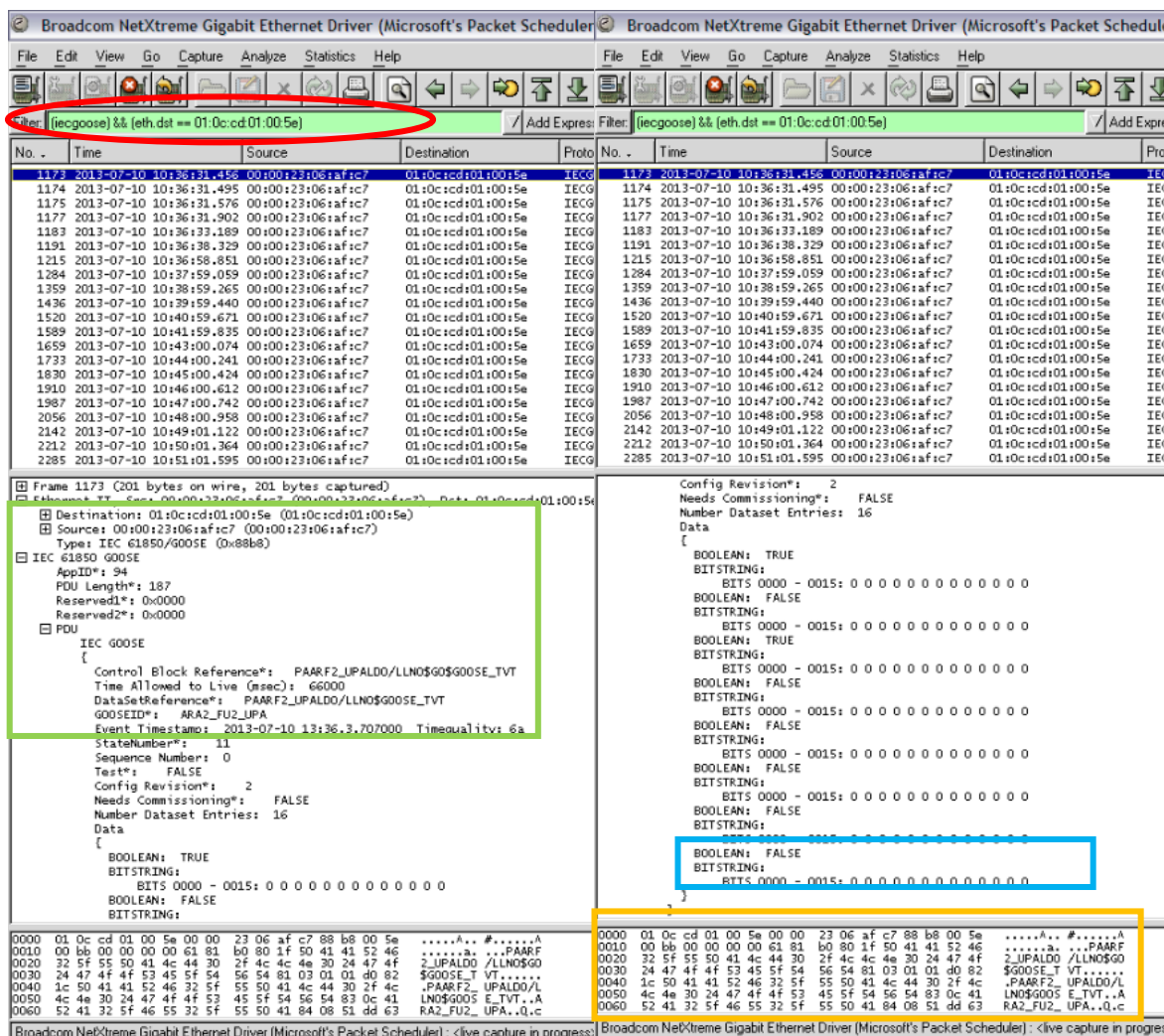


Figura 48 - Visualização da trama de mensagens GOOSE.

Com os dados relativos ao tempo das mensagens GOOSE coletados, montou-se a tabela 14.

Tabela 14 - Eventos GOOSE.

	Entrada de mensagens GOOSE na rede	Tempo decorrido entre uma mensagem e a anterior	Tempo decorrido entre uma mensagem e o evento zero
	Evento zero	10:36:31,495	00:00:00,000
1	10:36:31,576	00:00:00,081	00:00:00,081
2	10:36:31,902	00:00:00,326	00:00:00,407
3	10:36:33,189	00:00:01,287	00:00:01,694
4	10:36:38,329	00:00:05,140	00:00:06,834
5	10:36:58,851	00:00:20,522	00:00:27,356
6	10:37:59,059	00:01:00,208	00:01:27,564

7	10:38:59,265	00:01:00,206	00:02:27,770
8	10:39:59,440	00:01:00,175	00:03:27,945
9	10:40:59,671	00:01:00,231	00:04:28,176
10	10:41:59,835	00:01:00,164	00:05:28,340
11	10:43:00,074	00:01:00,239	00:06:28,579
12	10:44:00,241	00:01:00,167	00:07:28,746
13	10:45:00,424	00:01:00,183	00:08:28,929
14	10:46:00,612	00:01:00,188	00:09:29,117
15	10:47:00,742	00:01:00,130	00:10:29,247
16	10:48:00,958	00:01:00,216	00:11:29,463
17	10:49:01,122	00:01:00,164	00:12:29,627
18	10:50:01,364	00:01:00,242	00:13:29,869
19	10:51:01,595	00:01:00,231	00:14:30,100

Para visualizar o comportamento destas mensagens foi plotado um gráfico com auxílio do Excel analisando somente as colunas centrais da tabela 12 e tomando os dez primeiros pontos (a partir do ponto seis a curva já passa a apresentar um comportamento constante), sendo possível visualizá-lo na figura 49.

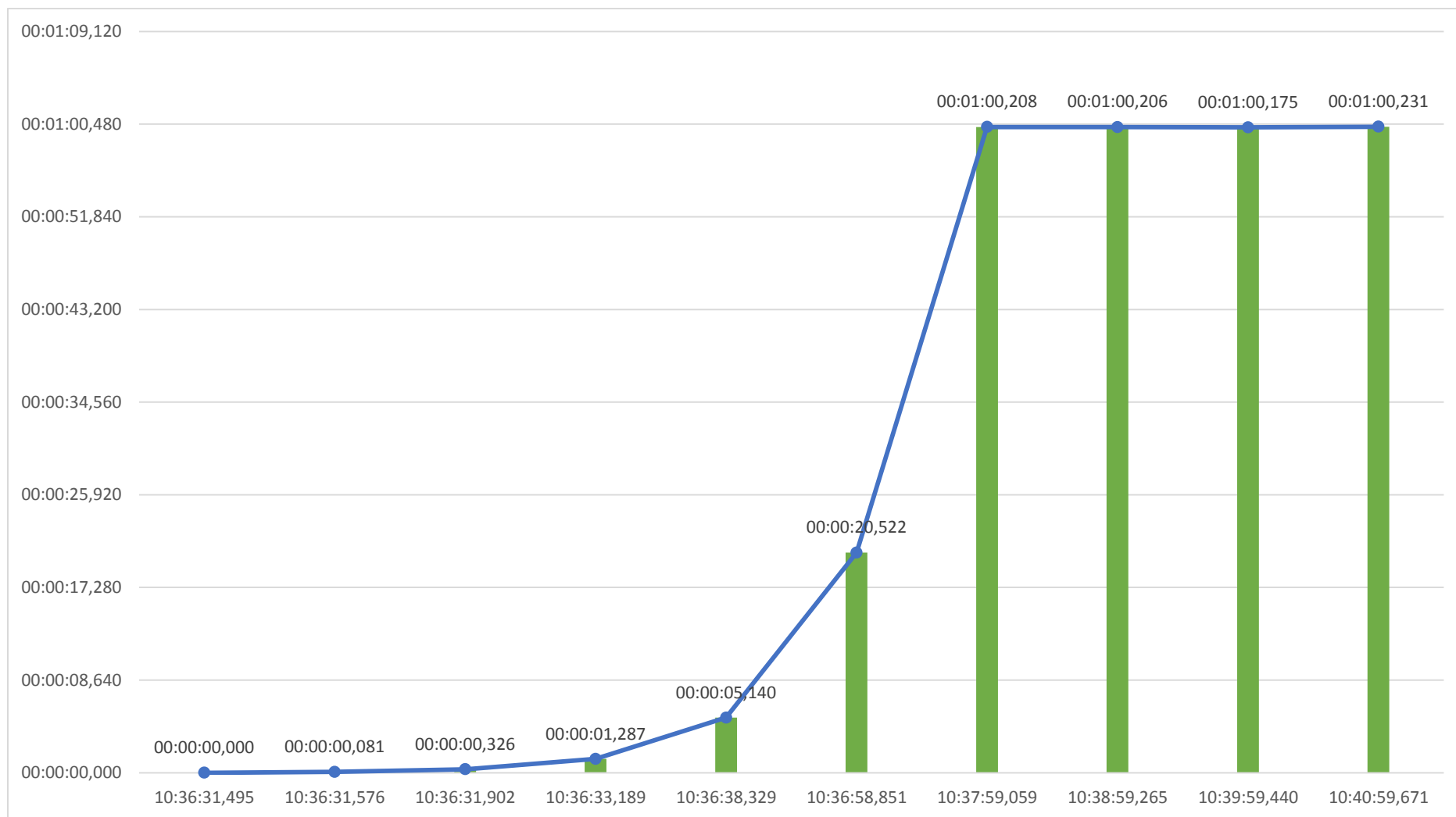


Figura 49 - Gráfico dos eventos GOOSE do relé ABB REL670.

Pode-se observar o comportamento exponencial das mensagens GOOSE, que assim permanece até o tempo limite, que ocorre aproximadamente 1 minuto após o ponto cinco.

Conforme visto, estes parâmetros são ajustados no arquivo *scl.xml* do IED para que a mensagem tenha os parâmetros de transmissão desejados, havendo uma configuração por GCB (GOOSE Control Block) [26].

5.2.2. Interoperabilidade entre dispositivos de funcionalidades diferentes

Este experimento tem a função de verificar a interoperabilidade entre diferentes tipos de IEDs, também estes de fabricantes distintos.

Para a realização do ensaio foram utilizados o Relé de proteção SEL 751-A como receptor das mensagens GOOSE e uma UAC Saitel 2000DP, de fabricação da Telvent/Schneider Electric. A conexão entre a UAC e o relé se deu por meio de um switch Ruggedcom RSG2100. A figura 50 mostra o diagrama representando este experimento.

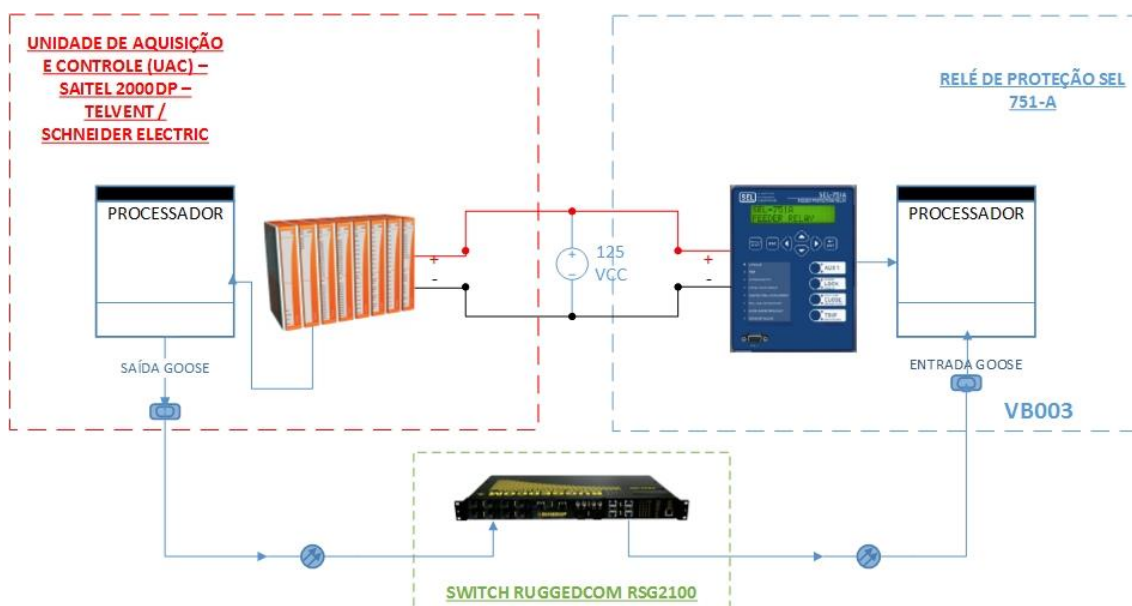


Figura 50 - Experimento de interoperabilidade: mensagens GOOSE entre UAC e Relé de proteção.

Como o relé da SEL à disposição só possui a capacidade de se sincronizar através de IRIG-B e não havia GPS disponível, este ensaio tem a função de provar somente que um evento GOOSE gerado em um certo IED possa ser recebido e interpretado por outro IED, de função e fabricantes distintos.

A porta virtual utilizada no relé da SEL foi a VB003, configurada no software Architect da SEL, conforme figura 51.

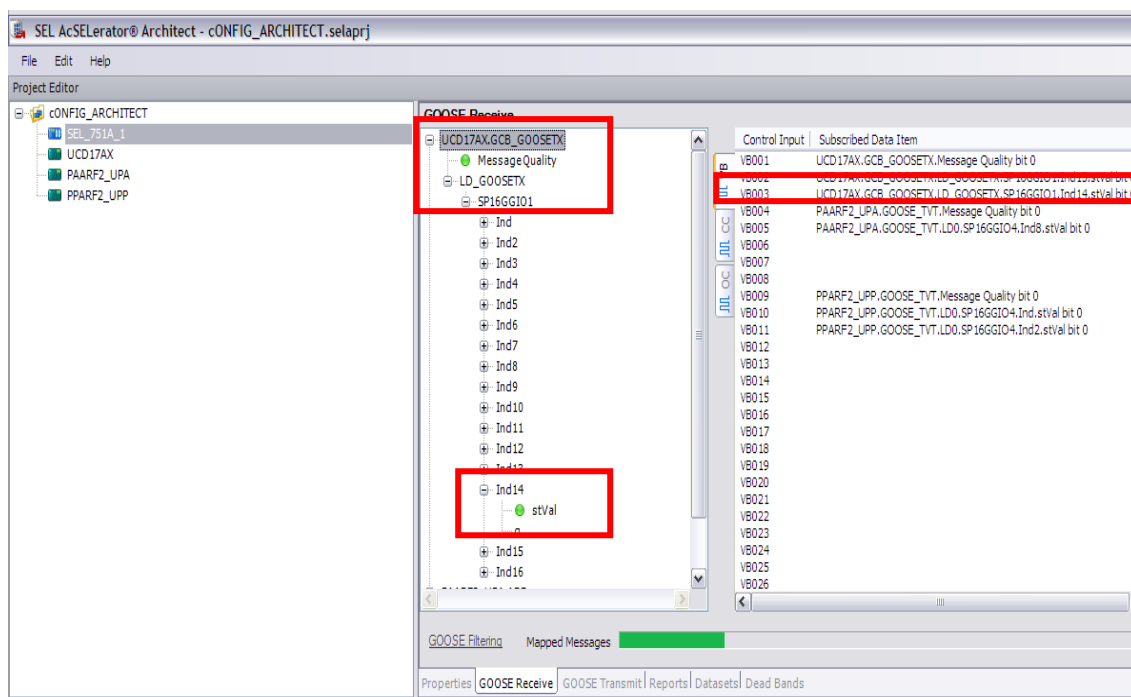


Figura 51 - Configuração do relé SEL 751-A.

Este software tem a função de gerenciar os diferentes IEDs que se comunicarão com o relé ou relés da SEL e, ao importar o arquivo de configuração scl.xml, localiza os GCBs (GOOSE Control Blocks) e disponibiliza os pontos neles definidos para se relacionarem com as portas virtuais VBs do relé SEL.

Note que a variável 14 do LD (Logical Device) LD_GOOSCTX, presente no GCB UCD17AXGCB_GOOSCTX corresponde à variável da remota e está se correspondendo à porta VB003 do relé SEL 751-A.

Para realizar o ensaio foi programada uma lógica simples para disparo de mensagens GOOSE de dois em dois segundos e um contador com o valor 100, conforme ilustrada na figura 52.

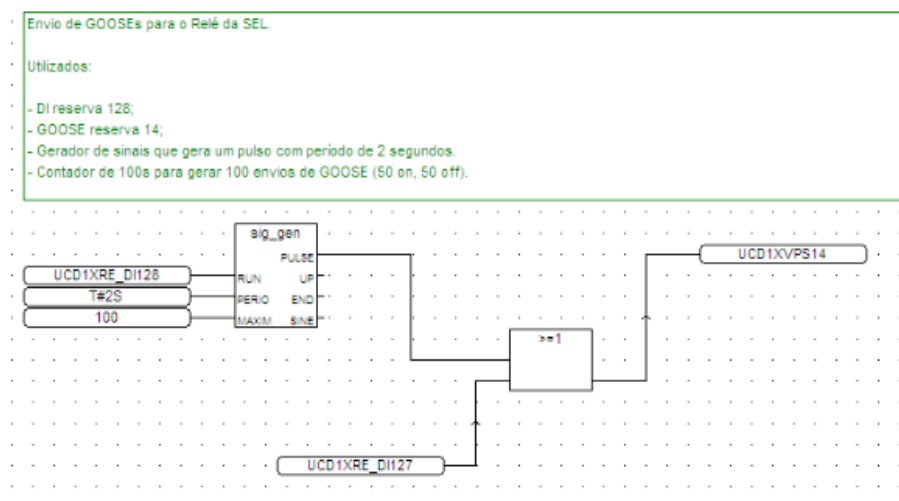


Figura 52 - Lógica programada na UAC.

Realizados os disparos, através do programa MMS-Ethereal verificou-se o envio das mensagens GOOSE pela UAC, conforme verificado na figura 53.

No. .	Time	Source	Destination	Protocol	Info
284658	2013-07-09 18:47:13.893	00:50:c2:10:00:01	01:0c:cd:01:00:66	IECGOOSE	GOOSE Request
284674	2013-07-09 18:47:14.393	00:50:c2:10:00:01	01:0c:cd:01:00:66	IECGOOSE	GOOSE Request
284701	2013-07-09 18:47:15.894	00:50:c2:10:00:01	01:0c:cd:01:00:66	IECGOOSE	GOOSE Request
284702	2013-07-09 18:47:15.897	00:50:c2:10:00:01	01:0c:cd:01:00:66	IECGOOSE	GOOSE Request
284703	2013-07-09 18:47:15.902	00:50:c2:10:00:01	01:0c:cd:01:00:66	IECGOOSE	GOOSE Request
284731	2013-07-09 18:47:16.403	00:50:c2:10:00:01	01:0c:cd:01:00:66	IECGOOSE	GOOSE Request
284748	2013-07-09 18:47:17.894	00:50:c2:10:00:01	01:0c:cd:01:00:66	IECGOOSE	GOOSE Request
284749	2013-07-09 18:47:17.897	00:50:c2:10:00:01	01:0c:cd:01:00:66	IECGOOSE	GOOSE Request
284750	2013-07-09 18:47:17.902	00:50:c2:10:00:01	01:0c:cd:01:00:66	IECGOOSE	GOOSE Request
284772	2013-07-09 18:47:18.402	00:50:c2:10:00:01	01:0c:cd:01:00:66	IECGOOSE	GOOSE Request
284815	2013-07-09 18:47:19.894	00:50:c2:10:00:01	01:0c:cd:01:00:66	IECGOOSE	GOOSE Request
284816	2013-07-09 18:47:19.897	00:50:c2:10:00:01	01:0c:cd:01:00:66	IECGOOSE	GOOSE Request
284817	2013-07-09 18:47:19.902	00:50:c2:10:00:01	01:0c:cd:01:00:66	IECGOOSE	GOOSE Request
284818	2013-07-09 18:47:20.403	00:50:c2:10:00:01	01:0c:cd:01:00:66	IECGOOSE	GOOSE Request
284871	2013-07-09 18:47:21.894	00:50:c2:10:00:01	01:0c:cd:01:00:66	IECGOOSE	GOOSE Request
284872	2013-07-09 18:47:21.897	00:50:c2:10:00:01	01:0c:cd:01:00:66	IECGOOSE	GOOSE Request
284873	2013-07-09 18:47:21.903	00:50:c2:10:00:01	01:0c:cd:01:00:66	IECGOOSE	GOOSE Request
284886	2013-07-09 18:47:22.403	00:50:c2:10:00:01	01:0c:cd:01:00:66	IECGOOSE	GOOSE Request

Frame 284815 (292 bytes on wire, 292 bytes captured)	
Ethernet II, Src: 00:50:c2:10:00:01 (00:50:c2:10:00:01), Dst: 01:0c:cd:01:00:66 (01:0c:cd:01:00:66)	
Destination: 01:0c:cd:01:00:66 (01:0c:cd:01:00:66)	
Address: 01:0c:cd:01:00:66 (01:0c:cd:01:00:66)	
...1 ... = Multicast: This is a MULTICAST frame	
...0 ... = Locally Administrated Address: This is a FACTORY DEFAULT address	
Source: 00:50:c2:10:00:01 (00:50:c2:10:00:01)	
Address: 00:50:c2:10:00:01 (00:50:c2:10:00:01)	
...0 ... = Multicast: This is a UNICAST frame	
...0 ... = Locally Administrated Address: This is a FACTORY DEFAULT address	
Type: IEC 61850/GOOSE (0x88b8)	
IEC 61850 GOOSE	
AppID*: 102	
PDU Length*: 278	
Reserved1*: 0x0000	
Reserved2*: 0x0000	
PDU	
IEC GOOSE	
{	
Control Block Reference*: UCD17AXLD_G00SETX/LLN0\$G0\$GCB_G00SETX	
Time Allowed to Live (msec): 30	
DataSetReference*: UCD17AXLD_G00SETX/LLN0\$D5_G00SETX_GGI01	
GOOSEID*: UCD17AX_G00SETX_GGI01	
Event Timestamp: 2013-07-09 21:46:11.000000 Timequality: 0a	
StateNumber*: 2286	
Sequence Number: 0	
Test*: FALSE	
Config Revision*: 1	
Needs Commissioning*: FALSE	
Number Dataset Entries: 32	
Data	

Figura 53 - Mensagens GOOSE enviadas.

A figura 54 ilustra o log de eventos do relé SEL 751-A e os anexos I e II mostram os eventos da UAC e do relé.

```

SEL-751A                                     Date: 07/09/2013   Time: 18:45:27
FEEDER RELAY                               Time Source: Internal

Serial No = 2010180483                      FID = SEL-751A-R402-V0-Z006003-D20100129
CID = 7ADE

#      DATE      TIME      ELEMENT      STATE
100    07/09/2013 18:42:06.797  VB003      Asserted
99     07/09/2013 18:42:08.806  VB003      Deasserted
98     07/09/2013 18:42:10.819  VB003      Asserted
97     07/09/2013 18:42:12.816  VB003      Deasserted
96     07/09/2013 18:42:14.816  VB003      Asserted
95     07/09/2013 18:42:16.817  VB003      Deasserted
94     07/09/2013 18:42:18.826  VB003      Asserted
93     07/09/2013 18:42:20.827  VB003      Deasserted
92     07/09/2013 18:42:22.827  VB003      Asserted
91     07/09/2013 18:42:24.840  VB003      Deasserted
90     07/09/2013 18:42:26.853  VB003      Asserted
89     07/09/2013 18:42:28.850  VB003      Deasserted
88     07/09/2013 18:42:30.859  VB003      Asserted
87     07/09/2013 18:42:32.855  VB003      Deasserted
86     07/09/2013 18:42:34.856  VB003      Asserted
85     07/09/2013 18:42:36.857  VB003      Deasserted

```

Figura 54 - Mensagens GOOSE recebidas pelo relé de proteção SEL 751-A.

De posse destes resultados, provou-se uma das propostas da norma: a interoperabilidade. Com o intuito de verificar mais profundamente esta interoperabilidade e analisar outro benefício da norma (a rapidez no envio de mensagens GOOSE), foi desenvolvido um experimento que será apresentado no tópico 5.2.3.

5.2.3. Velocidade de transmissão de mensagens GOOSE

Para ilustrar como fato a utilização da norma IEC 61850 nos esquemas de automação e proteção de subestações, foi realizado um experimento a fim de comparar um disparo GOOSE com um disparo via contato elétrico de saída digital. A ilustração do circuito de simulação pode ser vista na figura 55.

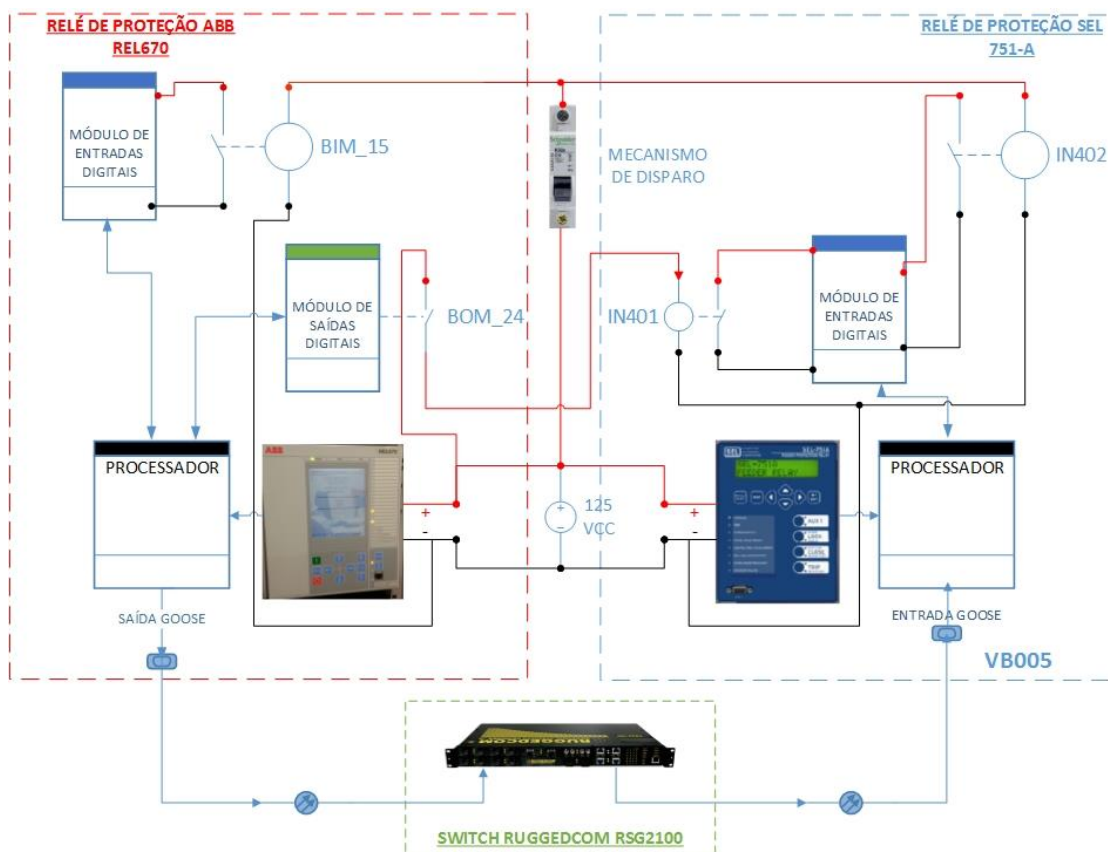


Figura 55 - Circuito de disparo elétrico e de mensagens GOOSE.

Como não havia como sincronizar os dois relés por meio de um protocolo SNTP ou GPS, comparações foram feitas com um Evento Zero, que consiste na energização ao mesmo tempo de entradas digitais no relé SEL 751-A (IN402) e no relé ABB REL670 (BIM_15).

Por meio de uma lógica programada no relé da ABB, esta ativação da entrada digital BIM_15 desencadeia dois eventos: disparo de mensagem GOOSE e saída digital.

A saída digital BOM_24, por sua vez, ativa outra entrada digital no relé da SEL, a entrada IN401; e a mensagem GOOSE disparada pelo relé da ABB é enviada para o relé da SEL através de fibras ópticas conectadas entre os relés através do switch RSG2100 da Ruggedcom.

Com isto, pôde-se comparar o tempo que uma entrada digital chega ao relé da SEL com o tempo que um disparo GOOSE, desencadeado pelo mesmo evento, percorre seu caminho através do switch, do relé da ABB para o relé SEL.

Como o comando de disparo da mensagem GOOSE e da saída digital é o mesmo, este tempo foi utilizado para a comparação entre a chegada dos disparos no relé SEL, conforme ilustrado na figura 56.

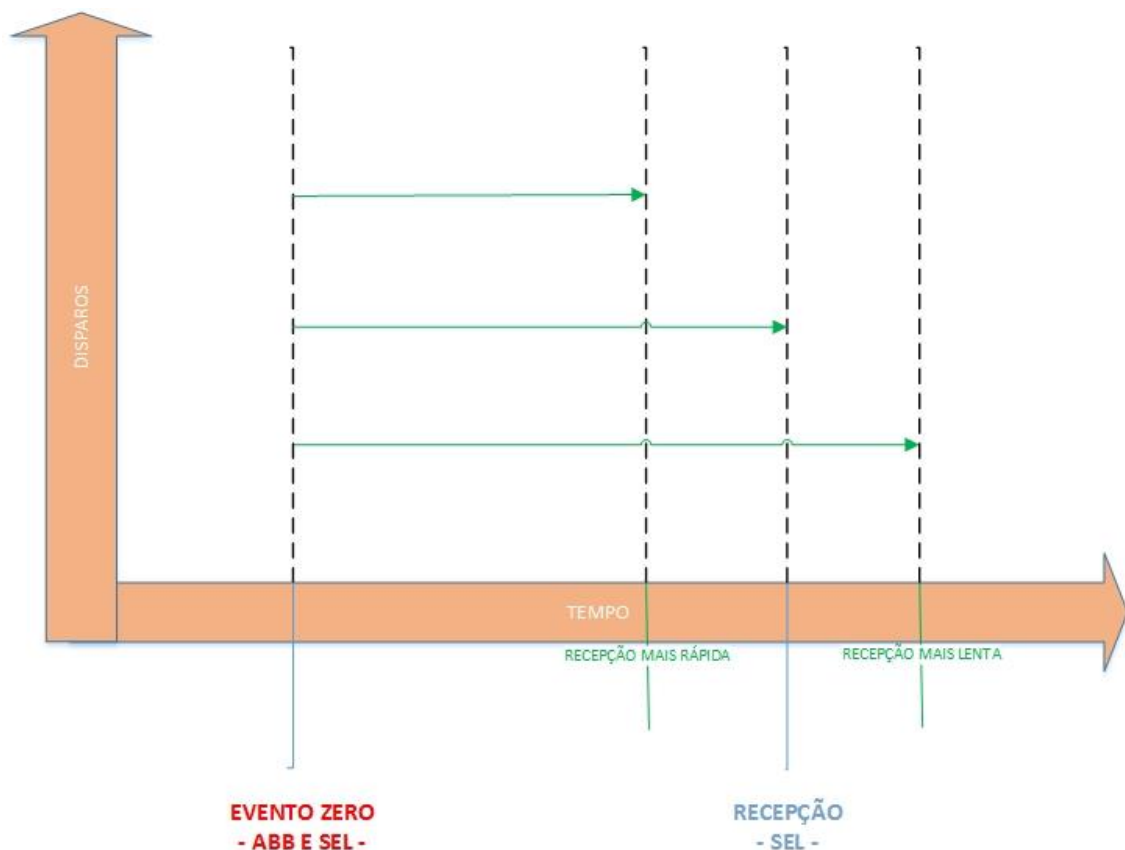


Figura 56 - Comparação entre os disparos elétricos e GOOSE.

Para o disparo foi programada a lógica no relé da ABB que pode ser visualizada na figura 57.

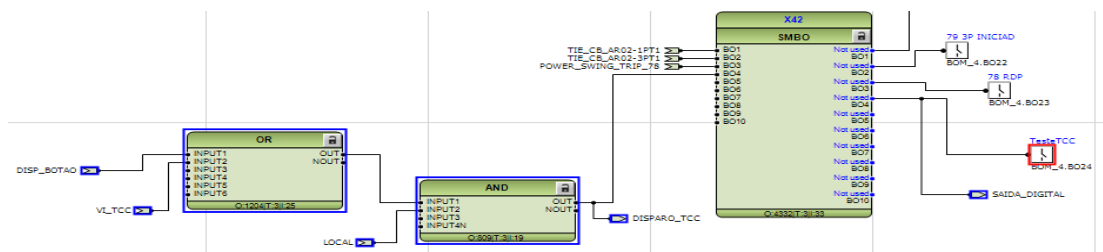


Figura 57 - Lógica de disparo do relé da ABB.

Foi realizada uma série de 150 disparos, sendo destes 75 variando o valor da entrada IN402 e BIM_15 de 0→1 e outros 75 variando-os de 1→0. A partir disto, tomados os valores, os dados foram analisados e dispostos em dois gráficos. O gráfico mostrando pontualmente a variação na diferença entre os disparos GOOSE e elétrico é ilustrado na figura 58. O gráfico ilustrado na figura 59 é um histograma onde as diferenças entre os disparos GOOSE e elétrico comuns são agrupadas e dispostas indicando o número de ocorrências.

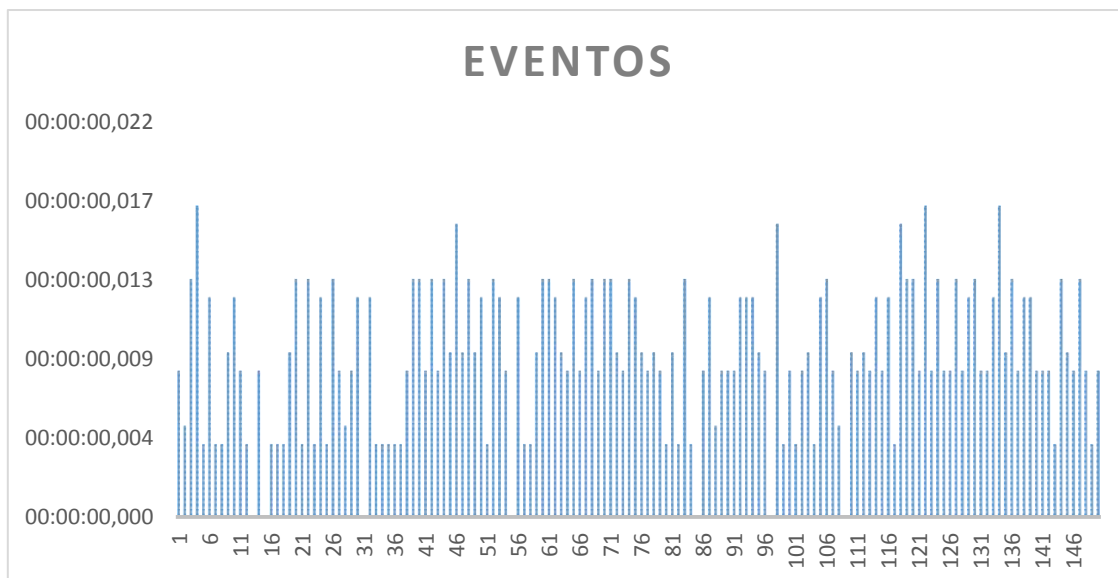


Figura 58 - Diferença no tempo de disparo de mensagens GOOSE e contato elétrico.

Como pode-se observar, em nenhuma ocasião a mensagem GOOSE foi mais lenta que o contato elétrico, tendo, no máximo, as duas mensagens chegado ao mesmo tempo.

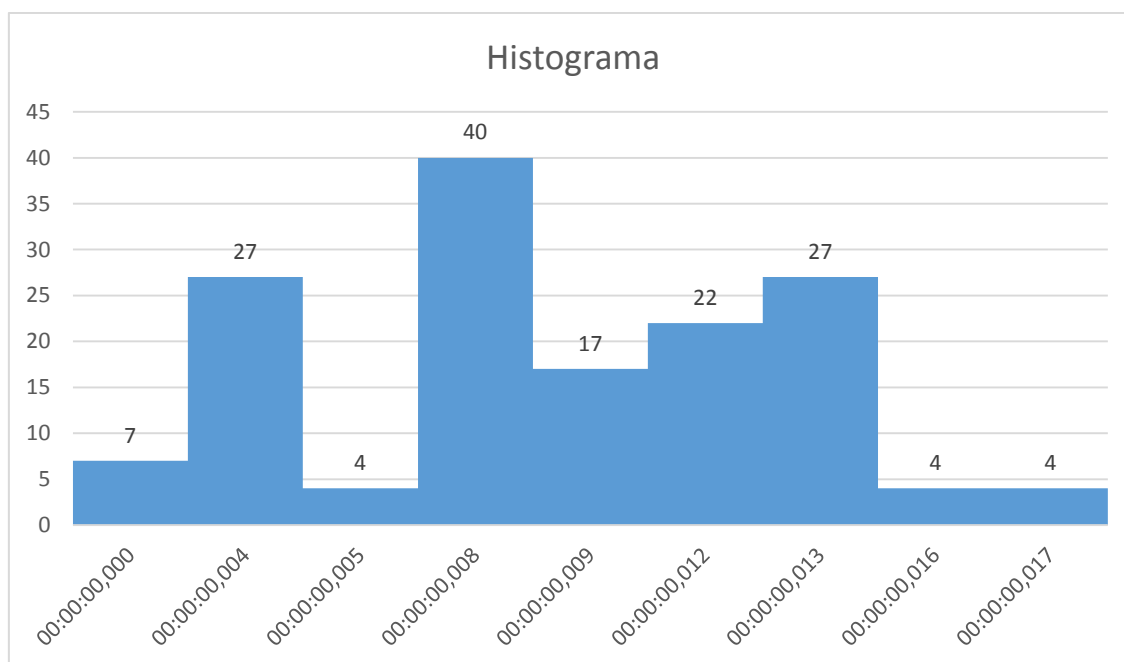


Figura 59 - Frequência temporal da diferença entre os disparos.

De posse dos resultados, verificou-se a média entre os dois tipos de disparo:

Média de disparos GOOSE: 7 ms

Média de disparos por contato elétrico: 15 ms

Tendo em vista que os relés de proteção possuem um ajuste chamado *Debouncing Time*, foi realizado uma série de outros 20 disparos (10 para cada variação de estado)

ajustando o valor de *Debouncing Time* para 0 ms. Antes, o valor estava ajustado para 10 ms.

O *Debouncing Time* é um mecanismo do relé que atua como um contador, com valor a ser ajustado de acordo com a conveniência, que visa garantir que o disparo da proteção não seja acionado por algum transitório, ou seja, garante que a condição para o disparo somente seja levada em conta se se sustentar por um período de tempo maior que o definido no contador.

Portanto, como um mecanismo de segurança, não é comum nem seguro que este seja ajustado para zero. Porém, visando a não interferência deste fator na conclusão deste tópico. Esta nova série de disparos foi efetuada com o ajuste do *Debouncing Time* em zero.

Após a realização dos disparos, chegou-se aos seguintes resultados ilustrados nas figuras 60 e 61.

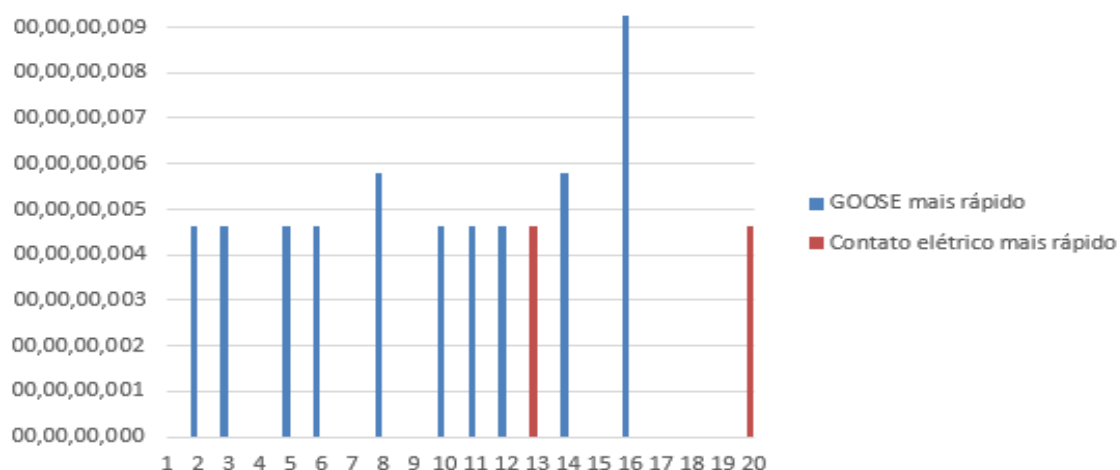


Figura 60 - Diferença entre disparos sem o Debouncing Time.

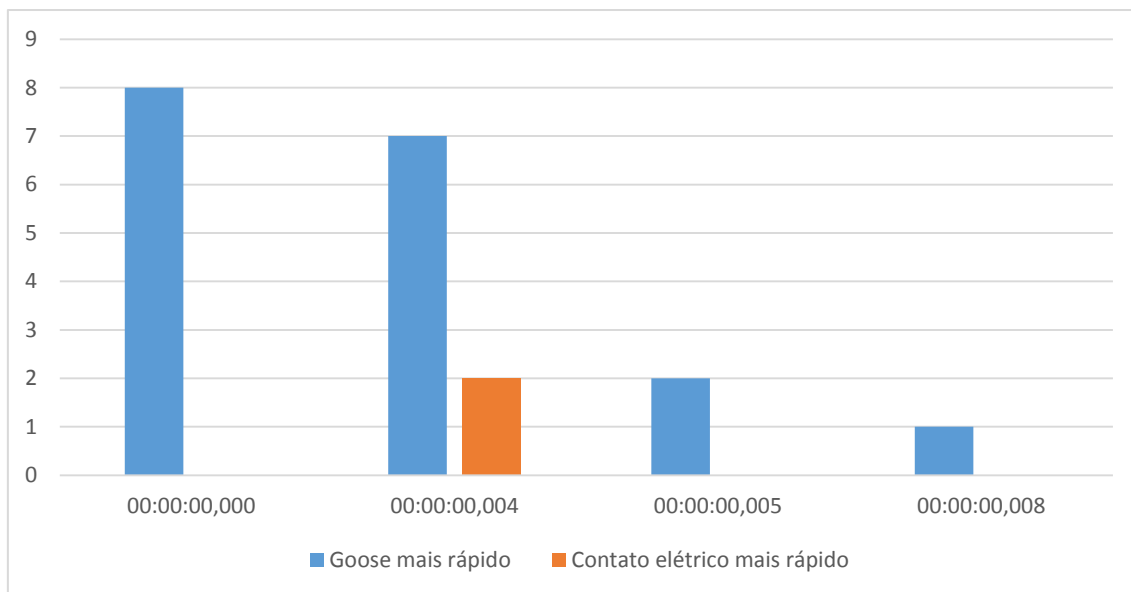


Figura 61 - Histograma relacionando o tempo entre disparos e sua frequência sem o Debouncing Time.

Os logs de eventos que ilustram os resultados fornecedores dos dados para este experimento podem ser visualizados nos anexos III e IV no final deste documento.

Em apenas duas ocasiões o disparo elétrico foi mais rápido, representando apenas 10% das vezes com o ajuste de *Debouncing Time* em zero.

Dispondo dos resultados, verificou-se a média entre os disparos GOOSE e via contato elétrico sem o *Debouncing Time* ajustado.

Média de disparos GOOSE: 12 ms

Média de disparos por contato elétrico: 14 ms

Comprovou-se, portanto, a eficiência das mensagens GOOSE frente à prática usual de disparos por contatos elétricos. Além disso, reforçando a interoperabilidade, verificou-se a facilidade de configuração e interação entre dois dispositivos de fabricantes distintos: ABB e SEL.

Além disso, pôde-se observar que a troca de mensagens GOOSE ocorreu via rede entre dois dispositivos com máscaras de IP diferentes. Isto ocorre porque o protocolo GOOSE atua na 2ª camada do modelo OSI, também chamada de camada de enlace, mais precisamente na subcamada MAC (Media Access Control).

Outra informação importante é sobre o significado de qualidade do ponto. Este parâmetro é um importante indicativo sobre a integridade do pacote GOOSE, principalmente se se pensar na falta de recebimento de mensagens por falha no canal de comunicação. Desta forma, a qualidade do ponto muda devido à inconsistência referente ao pacote que se espera que chegue e o que efetivamente chega ao canal receptor.

5.3. Caso real: utilização da norma IEC 61850 em uma subestação em expansão

A fim de mostrar um benefício real da utilização da norma IEC 61850 no sistema de automação e proteção de uma subestação, é ilustrado o seguinte exemplo.

Duas linhas de transmissão em corrente contínua (HVDC) sairão da Usina de Santo Antônio, em Rondônia, tendo como outro extremo a subestação Araraquara 2, no estado de São Paulo [27], como mostra a figura 62.

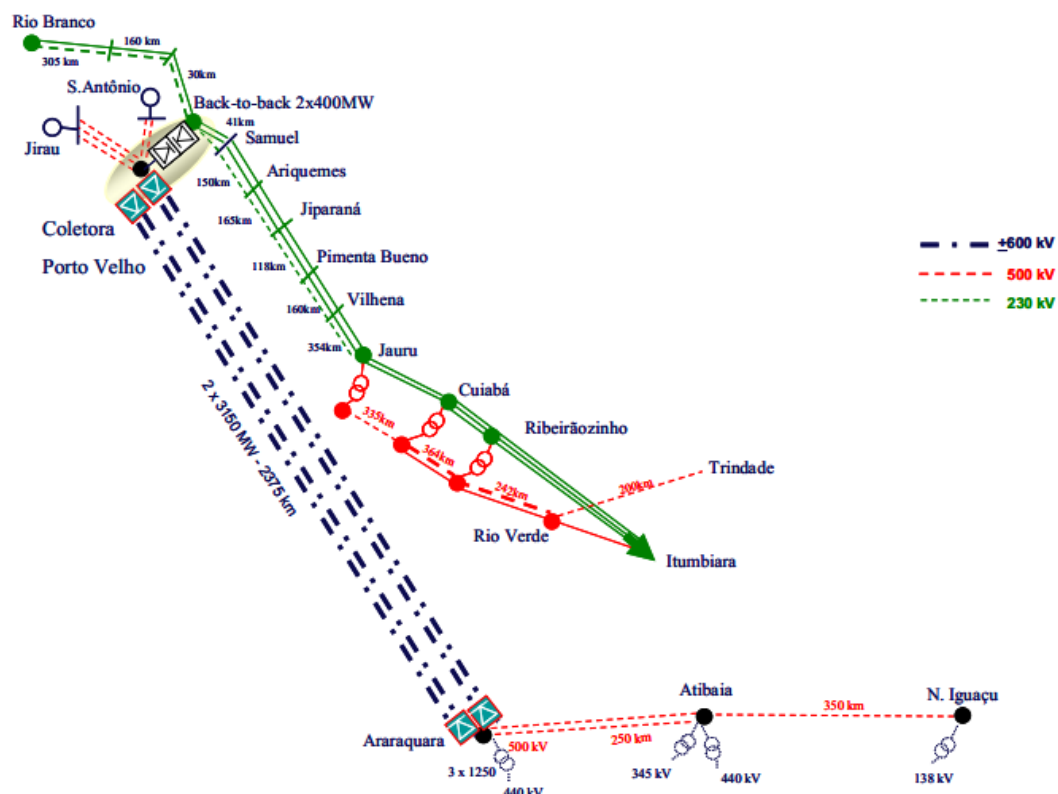


Figura 62 - Diagrama do sistema de transmissão.

A proteção do chamado bipolo necessita adquirir dados simples como o estado dos diversos vãos da SE Araraquara 2 (abertos ou fechados). Uma ilustração da SE Araraquara 2 pode ser vista na figura 63.

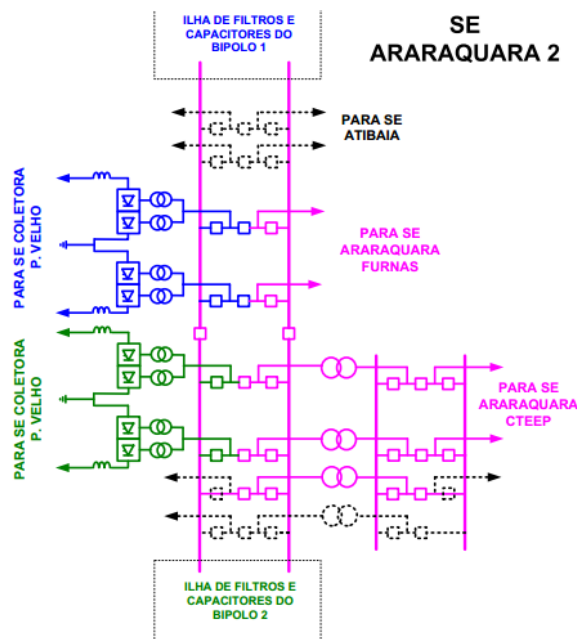


Figura 63 - Unifilar geral da SE Araraquara 2.

Antes da norma IEC 61850, a opção seria passar cabos de cada relé de proteção ou transformador de corrente de todos os vãos para realizar nos relés do bipolo a lógica que definiria o estado do vão. Ex. se há seccionadoras e disjuntores abertos **E** não há corrente significativa detectada pelo TC, o vão está aberto.

Com o uso da norma IEC 61850 este problema é reduzido, uma vez que todos estes pontos já são publicados na rede de comunicação da subestação, bastando dois pares de fibras ópticas vindas do bipolo para os switches redundantes da subestação.

Com isto, reduz-se custos de modificação de uma instalação já construída e reduz-se os esforços de comissionamento, necessitando apenas de instaurar a comunicação entre os relés de proteção do bipolo e pequenos ajustes nos relés da SE Araraquara 2.

6. Conclusões e trabalhos futuros

6.1. Conclusões

Como mostrado no capítulo anterior, os benefícios do uso da norma IEC 61850 são claros. Isto se dá tanto no campo da instalação quanto na velocidade de atuação dos disparos e monitoramento em tempo real do sistema.

Em termos de instalação, a interoperabilidade garante o custo mínimo em termos de equipamento na fase de implantação como também em futuros reparos e manutenções, já que os equipamentos em conformidade com a norma são facilmente substituídos e configurados. Além disso, ao se utilizar redes Ethernet para a comunicação entre os diferentes IEDs, reduz-se drasticamente a quantidade de cabos utilizados e os esforços de comissionamento.

A velocidade de atuação das mensagens GOOSE é outro benefício já que, quanto mais rápido for um disparo de proteção, mais eficiente esta será. Além disso, a publicação na rede da subestação de mensagens GOOSE de forma rápida resulta no melhor entendimento do sistema em tempo real.

O primeiro experimento, descrito no tópico 5.2.1, reforça a característica exponencial das mensagens GOOSE, uma importante ferramenta que garante a confiabilidade da instalação já que, por mais que um pacote de dados se perca, em seguida outro pacote é enviado. Além disso, como um endereço GOOSE contém também a qualidade de um ponto, qualquer falha de comunicação, seja por parte do transmissor ou por parte do canal de transmissão e recepção, é rapidamente informada.

O segundo experimento, descrito no tópico 5.2.2, visou demonstrar somente a interoperabilidade entre dois equipamentos componentes de um SAS, no caso uma UAC e um relé de proteção.

Já o terceiro experimento, descrito no tópico 5.2.3, vai mais além e não só reforça a interoperabilidade (dois relés de proteção de fabricantes distintos) como compara um evento GOOSE com um disparo realizado por um contato elétrico.

Pôde-se, portanto, concluir que os disparos GOOSE são efetivamente mais rápidos que os usuais contatos elétricos com a precisão de milissegundos, apesar de parecer absurdo. Este fato se deve ao tempo de atracamento e desatracamento intrínsecos aos contatos elétricos, uma vez que, por mais rápidos que sejam os relés auxiliares ou acopladores ópticos que realizem o disparo ou o recebimento do mesmo, será gasto um tempo a mais em toda a operação de processamento de dados e comandos por parte do relé.

Além disso, ficou evidente que, conhecendo-se a norma IEC 61850, é possível configurar, de forma simples, os IEDs que, mesmo de origens, funções e fabricantes distintos, podem se comunicar efetivamente, ficando este fato evidente também no exemplo real dado no tópico 5.3.

6.2. Trabalhos futuros

Este trabalho descreveu os principais benefícios da norma baseando-se em testes entre diferentes equipamentos e confrontando estes benefícios com o que é usual em subestações de energia elétrica.

Como trabalhos propostos para o futuro, há a sugestão de se comparar os protocolos da norma com diversos outros protocolos em uso bem como analisar o comportamento de variáveis analógicas com o protocolo SMV da norma IEC 61850 com o auxílio de uma mala de testes para injetar na rede valores analógicos controlados.

Outro assunto importante de ser discutido é a quantificação dos benefícios da utilização da norma IEC 61850 em termos de melhorias e diminuição de custos no projeto e uma boa abordagem sobre o assunto seria a comparação de projetos de uma subestação automatizada clássica com uma subestação moderna totalmente projetada para comunicação via 61850 entre os IEDs.

Bibliografia

- [1] P. RUSH, *Network Protection and Automation Guide*, Blucher, 2010.
- [2] L. F. SANTOS e M. PEREIRA, "2007, "Uma Abordagem Prática do IEC61850 Para Automação, Proteção e Controle de Subestações", " Salvador, BA, Brasil.
- [3] A. R. G. GOES, *Modernização da Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*, Rio de Janeiro, RJ, Brasil: UFRJ, 2013.
- [4] ONS, "Submódulo 2.6 - Requisitos Mínimos para os Sistemas de Proteção e Telecomunicações," em *Procedimentos de Rede*, 2008.
- [5] EIA, "RS-232C Standard," 1969.
- [6] Telecommunications Industry Association/Electronic Industries Alliance , "TIA-485-A (Revision of EIA-485)," 1998.
- [7] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, em *IEC 60870-5-101/102/103/10*, 1994.
- [8] N. F. B. MELLO, *Automação Digital de Subestações de Energia Elétrica*, Rio de Janeiro, RJ, Brasil: UFRJ, 2006.
- [9] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, "Part 1: Introduction and Overview," em *IEC 61850 - Communications Networks and Systems in Substations*, 2003.
- [10] K. BRAND, M. OSTERTAG e W. WIMMER, "2003, "Safety Related, Distributed Functions in Substatins and the Standard IEC 61850", " em *IEEE Bologna Power Tech Conference*, Bolonha, Itália.
- [11] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, "Part 3: General Requirements," em *IEC 61850 - Communications Networks and Systems in Substations*, 2003.
- [12] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, "Part 7.3: Basic

Communication Structure for Substation and Feeder Equipment – Common Data Classes,” em *IEC 61850 - Communication Networks and Systems in Substations*, 2012.

[13] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, “Part 7.1: Basic Communication Structure for Substation and Feeder Equipment – Principles and Models,” em *IEC 61850 - Communication Networks and Systems in Substations*, 2003.

[14] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, “Part 8.1: Specific Communication Service Mapping (SCSM) - Mappings to MMS and to ISO-IEC,” em *IEC 61850 - Communication Networks and Systems in Substations*, 2003.

[15] A. C. PEREIRA, R. ABOUD, R. PELLIZZONI e et al, “2009, "Sistemas de Proteção e Automação de Subestações de Distribuição e Industriais usando a Norma IEC 61850",” Puerto Iguazú, Argentina.

[16] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, “Part 9.2: Sampled values over ISO/IEC 8802-3 - Ed.2,” em *IEC 61850 - Communication Networks and Systems in Substations*, 2012.

[17] N. C. SEELEY, “2008, "Automation at Protection Speeds: IEC 61850 GOOSE Messaging as a Reliable, High-Speed Alternative to Serial Communications””.

[18] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, “Part 7.2: Basic Communication Structure for Substation and Feeder Equipment – Abstract Communication Service Interface (ACSI),” em *IEC 61850 - Communication Networks and Systems in Substations*, 2003.

[19] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, “Part 7.4: Basic Communication Structure for Substation and Feeder Equipment – Compatible Logical Node Classes and Data Classes,” em *IEC 61850 - Communication Networks and Systems in Substations*, 2012.

[20] D. T. DE VICENTE, *Aplicação dos Padrões da Norma IEC 61850 a Subestações Compartilhadas de Transmissão/Distribuição de Energia Elétrica*, São Paulo, SP, Brasil: USP, 2011.

- [21] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, "Part 6: Configuration Description Language for Communication in Electrical Substations Related to IEDs," em *IEC 61850 - Communication Networks and Systems in Substations*, 2003.
- [22] SEL - Schweitzer Engineering Laboratories, "SEL-751A Feeder Protection Relay," em *Instruction Manual*, SEL.
- [23] ABB, *Line Distance Protection REL670*, ABB.
- [24] SCHNEIDER ELECTRIC, *Saitel 2000DP*, 2012.
- [25] RUGGEDCOM, [Online]. Available:
<http://www.ruggedcom.com/products/ruggedswitch/rsg2100/>. [Acesso em Julho 2013].
- [26] L. X. ZHANG e C. N. NIRMAL-KUMAR, "2008, "Protective Relays in IEC 61850 Framework"".
- [27] ANEEL, *Transmissão Associada à Integração das Usinas do Rio Madeira - Conversoras do Bipolo 2 - SE Coletora Porto Velho e SE Araraquara*, 2008.

Anexo I

Anexo I - Tabela de eventos da UAC Saitel 2000DP - Schneider Electric.

	Ponto	Valor	Milissegundo		Data	Hora	Ano
1	UCD1XVPS14	val: 1	msec	230	TUE JUL 09	18:41:51,000	2013
2	UCD1XVPS14	val: 0	msec	230	TUE JUL 09	18:41:53,000	2013
3	UCD1XVPS14	val: 1	msec	230	TUE JUL 09	18:41:55,000	2013
4	UCD1XVPS14	val: 0	msec	230	TUE JUL 09	18:41:57,000	2013
5	UCD1XVPS14	val: 1	msec	230	TUE JUL 09	18:41:59,000	2013
6	UCD1XVPS14	val: 0	msec	240	TUE JUL 09	18:42:01,000	2013
7	UCD1XVPS14	val: 1	msec	250	TUE JUL 09	18:42:03,000	2013
8	UCD1XVPS14	val: 0	msec	250	TUE JUL 09	18:42:05,000	2013
9	UCD1XVPS14	val: 1	msec	250	TUE JUL 09	18:42:07,000	2013
10	UCD1XVPS14	val: 0	msec	260	TUE JUL 09	18:42:09,000	2013
11	UCD1XVPS14	val: 1	msec	270	TUE JUL 09	18:42:11,000	2013
12	UCD1XVPS14	val: 0	msec	270	TUE JUL 09	18:42:13,000	2013
13	UCD1XVPS14	val: 1	msec	270	TUE JUL 09	18:42:15,000	2013
14	UCD1XVPS14	val: 0	msec	270	TUE JUL 09	18:42:17,000	2013
15	UCD1XVPS14	val: 1	msec	280	TUE JUL 09	18:42:19,000	2013
16	UCD1XVPS14	val: 0	msec	280	TUE JUL 09	18:42:21,000	2013
17	UCD1XVPS14	val: 1	msec	280	TUE JUL 09	18:42:23,000	2013
18	UCD1XVPS14	val: 0	msec	290	TUE JUL 09	18:42:25,000	2013
19	UCD1XVPS14	val: 1	msec	300	TUE JUL 09	18:42:27,000	2013
20	UCD1XVPS14	val: 0	msec	300	TUE JUL 09	18:42:29,000	2013
21	UCD1XVPS14	val: 1	msec	310	TUE JUL 09	18:42:31,000	2013
22	UCD1XVPS14	val: 0	msec	310	TUE JUL 09	18:42:33,000	2013
23	UCD1XVPS14	val: 1	msec	310	TUE JUL 09	18:42:35,000	2013
24	UCD1XVPS14	val: 0	msec	310	TUE JUL 09	18:42:37,000	2013
25	UCD1XVPS14	val: 1	msec	310	TUE JUL 09	18:42:39,000	2013

26	UCD1XVPS14	val: 0	msec	310	TUE JUL 09	18:42:41,000	2013
27	UCD1XVPS14	val: 1	msec	310	TUE JUL 09	18:42:43,000	2013
28	UCD1XVPS14	val: 0	msec	310	TUE JUL 09	18:42:45,000	2013
29	UCD1XVPS14	val: 1	msec	320	TUE JUL 09	18:42:47,000	2013
30	UCD1XVPS14	val: 0	msec	320	TUE JUL 09	18:42:49,000	2013
31	UCD1XVPS14	val: 1	msec	330	TUE JUL 09	18:42:51,000	2013
32	UCD1XVPS14	val: 0	msec	330	TUE JUL 09	18:42:53,000	2013
33	UCD1XVPS14	val: 1	msec	330	TUE JUL 09	18:42:55,000	2013
34	UCD1XVPS14	val: 0	msec	340	TUE JUL 09	18:42:57,000	2013
35	UCD1XVPS14	val: 1	msec	340	TUE JUL 09	18:42:59,000	2013
36	UCD1XVPS14	val: 0	msec	340	TUE JUL 09	18:43:01,000	2013
37	UCD1XVPS14	val: 1	msec	340	TUE JUL 09	18:43:03,000	2013
38	UCD1XVPS14	val: 0	msec	340	TUE JUL 09	18:43:05,000	2013
39	UCD1XVPS14	val: 1	msec	340	TUE JUL 09	18:43:07,000	2013
40	UCD1XVPS14	val: 0	msec	340	TUE JUL 09	18:43:09,000	2013
41	UCD1XVPS14	val: 1	msec	340	TUE JUL 09	18:43:11,000	2013
42	UCD1XVPS14	val: 0	msec	350	TUE JUL 09	18:43:13,000	2013
43	UCD1XVPS14	val: 1	msec	350	TUE JUL 09	18:43:15,000	2013
44	UCD1XVPS14	val: 0	msec	350	TUE JUL 09	18:43:17,000	2013
45	UCD1XVPS14	val: 1	msec	350	TUE JUL 09	18:43:19,000	2013
46	UCD1XVPS14	val: 0	msec	350	TUE JUL 09	18:43:21,000	2013
47	UCD1XVPS14	val: 1	msec	350	TUE JUL 09	18:43:23,000	2013
48	UCD1XVPS14	val: 0	msec	350	TUE JUL 09	18:43:25,000	2013
49	UCD1XVPS14	val: 1	msec	350	TUE JUL 09	18:43:27,000	2013
50	UCD1XVPS14	val: 0	msec	360	TUE JUL 09	18:43:29,000	2013
51	UCD1XVPS14	val: 1	msec	360	TUE JUL 09	18:43:31,000	2013
52	UCD1XVPS14	val: 0	msec	360	TUE JUL 09	18:43:33,000	2013
53	UCD1XVPS14	val: 1	msec	360	TUE JUL 09	18:43:35,000	2013

54	UCD1XVPS14	val: 0	msec	360	TUE JUL 09	18:43:37,000	2013
55	UCD1XVPS14	val: 1	msec	360	TUE JUL 09	18:43:39,000	2013
56	UCD1XVPS14	val: 0	msec	360	TUE JUL 09	18:43:41,000	2013
57	UCD1XVPS14	val: 1	msec	360	TUE JUL 09	18:43:43,000	2013
58	UCD1XVPS14	val: 0	msec	360	TUE JUL 09	18:43:45,000	2013
59	UCD1XVPS14	val: 1	msec	360	TUE JUL 09	18:43:47,000	2013
60	UCD1XVPS14	val: 0	msec	360	TUE JUL 09	18:43:49,000	2013
61	UCD1XVPS14	val: 1	msec	360	TUE JUL 09	18:43:51,000	2013
62	UCD1XVPS14	val: 0	msec	360	TUE JUL 09	18:43:53,000	2013
63	UCD1XVPS14	val: 1	msec	360	TUE JUL 09	18:43:55,000	2013
64	UCD1XVPS14	val: 0	msec	360	TUE JUL 09	18:43:57,000	2013
65	UCD1XVPS14	val: 1	msec	360	TUE JUL 09	18:43:59,000	2013
66	UCD1XVPS14	val: 0	msec	360	TUE JUL 09	18:44:01,000	2013
67	UCD1XVPS14	val: 1	msec	360	TUE JUL 09	18:44:03,000	2013
68	UCD1XVPS14	val: 0	msec	370	TUE JUL 09	18:44:05,000	2013
69	UCD1XVPS14	val: 1	msec	380	TUE JUL 09	18:44:07,000	2013
70	UCD1XVPS14	val: 0	msec	390	TUE JUL 09	18:44:09,000	2013
71	UCD1XVPS14	val: 1	msec	390	TUE JUL 09	18:44:11,000	2013
72	UCD1XVPS14	val: 0	msec	390	TUE JUL 09	18:44:13,000	2013
73	UCD1XVPS14	val: 1	msec	390	TUE JUL 09	18:44:15,000	2013
74	UCD1XVPS14	val: 0	msec	390	TUE JUL 09	18:44:17,000	2013
75	UCD1XVPS14	val: 1	msec	390	TUE JUL 09	18:44:19,000	2013
76	UCD1XVPS14	val: 0	msec	390	TUE JUL 09	18:44:21,000	2013
77	UCD1XVPS14	val: 1	msec	400	TUE JUL 09	18:44:23,000	2013
78	UCD1XVPS14	val: 0	msec	400	TUE JUL 09	18:44:25,000	2013
79	UCD1XVPS14	val: 1	msec	400	TUE JUL 09	18:44:27,000	2013
80	UCD1XVPS14	val: 0	msec	400	TUE JUL 09	18:44:29,000	2013
81	UCD1XVPS14	val: 1	msec	400	TUE JUL 09	18:44:31,000	2013

82	UCD1XVPS14	val: 0	msec	400	TUE JUL 09	18:44:33,000	2013
83	UCD1XVPS14	val: 1	msec	400	TUE JUL 09	18:44:35,000	2013
84	UCD1XVPS14	val: 0	msec	400	TUE JUL 09	18:44:37,000	2013
85	UCD1XVPS14	val: 1	msec	410	TUE JUL 09	18:44:39,000	2013
86	UCD1XVPS14	val: 0	msec	410	TUE JUL 09	18:44:41,000	2013
87	UCD1XVPS14	val: 1	msec	410	TUE JUL 09	18:44:43,000	2013
88	UCD1XVPS14	val: 0	msec	410	TUE JUL 09	18:44:45,000	2013
89	UCD1XVPS14	val: 1	msec	420	TUE JUL 09	18:44:47,000	2013
90	UCD1XVPS14	val: 0	msec	420	TUE JUL 09	18:44:49,000	2013
91	UCD1XVPS14	val: 1	msec	420	TUE JUL 09	18:44:51,000	2013
92	UCD1XVPS14	val: 0	msec	420	TUE JUL 09	18:44:53,000	2013
93	UCD1XVPS14	val: 1	msec	420	TUE JUL 09	18:44:55,000	2013
94	UCD1XVPS14	val: 0	msec	420	TUE JUL 09	18:44:57,000	2013
95	UCD1XVPS14	val: 1	msec	420	TUE JUL 09	18:44:59,000	2013
96	UCD1XVPS14	val: 0	msec	420	TUE JUL 09	18:45:01,000	2013
97	UCD1XVPS14	val: 1	msec	420	TUE JUL 09	18:45:03,000	2013
98	UCD1XVPS14	val: 0	msec	430	TUE JUL 09	18:45:05,000	2013
99	UCD1XVPS14	val: 1	msec	430	TUE JUL 09	18:45:07,000	2013
100	UCD1XVPS14	val: 0	msec	430	TUE JUL 09	18:45:09,000	2013

Anexo II

Anexo II - Log de eventos de mensagens GOOSE do relé SEL 751-A oriundas da UAC

Saitel 2000DP - Schneider Electric.

SEL-751A Date: 07/09/2013 Time: 18:45:27

FEEDER RELAY Time Source: Internal

Serial No = 2010180483 FID = SEL-751A-R402-V0-Z006003-D20100129

CID = 7ADE

#	DATE	TIME	ELEMENT	STATE
100	07/09/2013	18:42:06.797	VB003	Asserted
99	07/09/2013	18:42:08.806	VB003	Deasserted
98	07/09/2013	18:42:10.819	VB003	Asserted
97	07/09/2013	18:42:12.816	VB003	Deasserted
96	07/09/2013	18:42:14.816	VB003	Asserted
95	07/09/2013	18:42:16.817	VB003	Deasserted
94	07/09/2013	18:42:18.826	VB003	Asserted
93	07/09/2013	18:42:20.827	VB003	Deasserted
92	07/09/2013	18:42:22.827	VB003	Asserted
91	07/09/2013	18:42:24.840	VB003	Deasserted
90	07/09/2013	18:42:26.853	VB003	Asserted
89	07/09/2013	18:42:28.850	VB003	Deasserted
88	07/09/2013	18:42:30.859	VB003	Asserted
87	07/09/2013	18:42:32.855	VB003	Deasserted
86	07/09/2013	18:42:34.856	VB003	Asserted
85	07/09/2013	18:42:36.857	VB003	Deasserted
84	07/09/2013	18:42:38.857	VB003	Asserted
83	07/09/2013	18:42:40.858	VB003	Deasserted
82	07/09/2013	18:42:42.859	VB003	Asserted
81	07/09/2013	18:42:44.859	VB003	Deasserted
80	07/09/2013	18:42:46.868	VB003	Asserted
79	07/09/2013	18:42:48.869	VB003	Deasserted
78	07/09/2013	18:42:50.878	VB003	Asserted
77	07/09/2013	18:42:52.878	VB003	Deasserted
76	07/09/2013	18:42:54.879	VB003	Asserted
75	07/09/2013	18:42:56.888	VB003	Deasserted
74	07/09/2013	18:42:58.889	VB003	Asserted
73	07/09/2013	18:43:00.889	VB003	Deasserted
72	07/09/2013	18:43:02.890	VB003	Asserted
71	07/09/2013	18:43:04.886	VB003	Deasserted
70	07/09/2013	18:43:06.887	VB003	Asserted

69	07/09/2013	18:43:08.888	VB003	Deasserted
68	07/09/2013	18:43:10.888	VB003	Asserted
67	07/09/2013	18:43:12.889	VB003	Deasserted
66	07/09/2013	18:43:14.890	VB003	Asserted
65	07/09/2013	18:43:16.890	VB003	Deasserted
64	07/09/2013	18:43:18.887	VB003	Asserted
63	07/09/2013	18:43:20.887	VB003	Deasserted
62	07/09/2013	18:43:22.888	VB003	Asserted
61	07/09/2013	18:43:24.889	VB003	Deasserted
60	07/09/2013	18:43:26.889	VB003	Asserted
59	07/09/2013	18:43:28.898	VB003	Deasserted
58	07/09/2013	18:43:30.899	VB003	Asserted
57	07/09/2013	18:43:32.900	VB003	Deasserted
56	07/09/2013	18:43:34.900	VB003	Asserted
55	07/09/2013	18:43:36.901	VB003	Deasserted
54	07/09/2013	18:43:38.901	VB003	Asserted
53	07/09/2013	18:43:40.898	VB003	Deasserted
52	07/09/2013	18:43:42.899	VB003	Asserted
51	07/09/2013	18:43:44.899	VB003	Deasserted
50	07/09/2013	18:43:46.900	VB003	Asserted
49	07/09/2013	18:43:48.901	VB003	Deasserted
48	07/09/2013	18:43:50.901	VB003	Asserted
47	07/09/2013	18:43:52.902	VB003	Deasserted
46	07/09/2013	18:43:54.898	VB003	Asserted
45	07/09/2013	18:43:56.899	VB003	Deasserted
44	07/09/2013	18:43:58.900	VB003	Asserted
43	07/09/2013	18:44:00.900	VB003	Deasserted
42	07/09/2013	18:44:02.901	VB003	Asserted
41	07/09/2013	18:44:04.910	VB003	Deasserted
40	07/09/2013	18:44:06.923	VB003	Asserted
39	07/09/2013	18:44:08.932	VB003	Deasserted
38	07/09/2013	18:44:10.933	VB003	Asserted
37	07/09/2013	18:44:12.929	VB003	Deasserted
36	07/09/2013	18:44:14.934	VB003	Asserted
35	07/09/2013	18:44:16.930	VB003	Deasserted
34	07/09/2013	18:44:18.931	VB003	Asserted
33	07/09/2013	18:44:20.932	VB003	Deasserted
32	07/09/2013	18:44:22.941	VB003	Asserted
31	07/09/2013	18:44:24.941	VB003	Deasserted
30	07/09/2013	18:44:26.942	VB003	Asserted
29	07/09/2013	18:44:28.942	VB003	Deasserted
28	07/09/2013	18:44:30.943	VB003	Asserted
27	07/09/2013	18:44:32.940	VB003	Deasserted

26	07/09/2013	18:44:34.940	VB003	Asserted
25	07/09/2013	18:44:36.941	VB003	Deasserted
24	07/09/2013	18:44:38.950	VB003	Asserted
23	07/09/2013	18:44:40.951	VB003	Deasserted
22	07/09/2013	18:44:42.951	VB003	Asserted
21	07/09/2013	18:44:44.952	VB003	Deasserted
20	07/09/2013	18:44:46.961	VB003	Asserted
19	07/09/2013	18:44:48.961	VB003	Deasserted
18	07/09/2013	18:44:50.962	VB003	Asserted
17	07/09/2013	18:44:52.963	VB003	Deasserted
16	07/09/2013	18:44:54.963	VB003	Asserted
15	07/09/2013	18:44:56.964	VB003	Deasserted
14	07/09/2013	18:44:58.960	VB003	Asserted
13	07/09/2013	18:45:00.961	VB003	Deasserted
12	07/09/2013	18:45:02.962	VB003	Asserted
11	07/09/2013	18:45:04.975	VB003	Deasserted
10	07/09/2013	18:45:06.980	VB003	Asserted
9	07/09/2013	18:45:08.972	VB003	Deasserted
8	07/09/2013	18:45:10.973	VB003	Asserted
7	07/09/2013	18:45:12.973	VB003	Deasserted
6	07/09/2013	18:45:14.982	VB003	Asserted
5	07/09/2013	18:45:16.991	VB003	Deasserted
4	07/09/2013	18:45:18.992	VB003	Asserted
3	07/09/2013	18:45:20.992	VB003	Deasserted
2	07/09/2013	18:45:23.006	VB003	Asserted
1	07/09/2013	18:45:25.015	VB003	Deasserted

Anexo III

Anexo III - Lista de eventos do relé SEL 751-A com tempo de debounce de 10 ms.

	Variação	Evento 0	GOOSE RX	Contato Elétrico RX	Disparo GOOSE	Disparo elétrico	Diferença entre disparos
1	0->1	13:50:09,808	13:50:09,813	13:50:09,821	00:00:00,005	00:00:00,013	00:00:00,008
2	1->0	13:50:10,984	13:50:10,996	13:50:11,001	00:00:00,012	00:00:00,017	00:00:00,005
3	0->1	13:50:11,997	13:50:12,000	13:50:12,013	00:00:00,003	00:00:00,016	00:00:00,013
4	1->0	13:50:13,080	13:50:13,080	13:50:13,097	00:00:00,000	00:00:00,017	00:00:00,017
5	0->1	13:50:14,031	13:50:14,043	13:50:14,047	00:00:00,012	00:00:00,016	00:00:00,004
6	1->0	13:50:15,123	13:50:15,127	13:50:15,139	00:00:00,004	00:00:00,016	00:00:00,012
7	0->1	13:50:15,956	13:50:15,965	13:50:15,969	00:00:00,009	00:00:00,013	00:00:00,004
8	1->0	13:50:16,998	13:50:17,011	13:50:17,015	00:00:00,013	00:00:00,017	00:00:00,004
9	0->1	13:50:17,911	13:50:17,915	13:50:17,924	00:00:00,004	00:00:00,013	00:00:00,009
10	1->0	13:50:18,916	13:50:18,916	13:50:18,928	00:00:00,000	00:00:00,012	00:00:00,012
11	0->1	13:50:19,757	13:50:19,762	13:50:19,770	00:00:00,005	00:00:00,013	00:00:00,008
12	1->0	13:50:20,883	13:50:20,895	13:50:20,899	00:00:00,012	00:00:00,016	00:00:00,004
13	0->1	13:50:21,783	13:50:21,796	13:50:21,796	00:00:00,013	00:00:00,013	00:00:00,000
14	1->0	13:50:22,704	13:50:22,713	13:50:22,721	00:00:00,009	00:00:00,017	00:00:00,008
15	0->1	13:50:23,584	13:50:23,596	13:50:23,596	00:00:00,012	00:00:00,012	00:00:00,000
16	1->0	13:50:24,788	13:50:24,797	13:50:24,801	00:00:00,009	00:00:00,013	00:00:00,004
17	0->1	13:50:25,668	13:50:25,676	13:50:25,680	00:00:00,008	00:00:00,012	00:00:00,004
18	1->0	13:50:26,685	13:50:26,697	13:50:26,701	00:00:00,012	00:00:00,016	00:00:00,004
19	0->1	13:50:27,543	13:50:27,547	13:50:27,556	00:00:00,004	00:00:00,013	00:00:00,009
20	1->0	13:50:28,427	13:50:28,431	13:50:28,444	00:00:00,004	00:00:00,017	00:00:00,013
21	0->1	13:50:29,281	13:50:29,290	13:50:29,294	00:00:00,009	00:00:00,013	00:00:00,004
22	1->0	13:50:30,144	13:50:30,148	13:50:30,161	00:00:00,004	00:00:00,017	00:00:00,013
23	0->1	13:50:30,990	13:50:30,999	13:50:31,003	00:00:00,009	00:00:00,013	00:00:00,004
24	1->0	13:50:31,941	13:50:31,949	13:50:31,961	00:00:00,008	00:00:00,020	00:00:00,012
25	0->1	13:50:32,803	13:50:32,812	13:50:32,816	00:00:00,009	00:00:00,013	00:00:00,004
26	1->0	13:50:33,695	13:50:33,699	13:50:33,712	00:00:00,004	00:00:00,017	00:00:00,013
27	0->1	13:50:34,566	13:50:34,571	13:50:34,579	00:00:00,005	00:00:00,013	00:00:00,008
28	1->0	13:50:35,500	13:50:35,512	13:50:35,517	00:00:00,012	00:00:00,017	00:00:00,005
29	0->1	13:50:36,429	13:50:36,434	13:50:36,442	00:00:00,005	00:00:00,013	00:00:00,008
30	1->0	13:50:37,326	13:50:37,330	13:50:37,342	00:00:00,004	00:00:00,016	00:00:00,012
31	0->1	13:50:38,034	13:50:38,047	13:50:38,047	00:00:00,013	00:00:00,013	00:00:00,000
32	1->0	13:50:39,059	13:50:39,064	13:50:39,076	00:00:00,005	00:00:00,017	00:00:00,012
33	0->1	13:50:39,935	13:50:39,947	13:50:39,951	00:00:00,012	00:00:00,016	00:00:00,004
34	1->0	13:50:40,748	13:50:40,764	13:50:40,768	00:00:00,016	00:00:00,020	00:00:00,004
35	0->1	13:50:41,639	13:50:41,648	13:50:41,652	00:00:00,009	00:00:00,013	00:00:00,004
36	1->0	13:50:42,598	13:50:42,611	13:50:42,615	00:00:00,013	00:00:00,017	00:00:00,004
37	0->1	13:50:43,398	13:50:43,411	13:50:43,415	00:00:00,013	00:00:00,017	00:00:00,004

38	1->0	13:50:44,265	13:50:44,274	13:50:44,282	00:00:00,009	00:00:00,017	00:00:00,008
39	0->1	13:50:45,032	13:50:45,032	13:50:45,045	00:00:00,000	00:00:00,013	00:00:00,013
40	1->0	13:50:45,878	13:50:45,882	13:50:45,895	00:00:00,004	00:00:00,017	00:00:00,013
41	0->1	13:50:46,558	13:50:46,562	13:50:46,570	00:00:00,004	00:00:00,012	00:00:00,008
42	1->0	13:50:47,462	13:50:47,466	13:50:47,479	00:00:00,004	00:00:00,017	00:00:00,013
43	0->1	13:50:48,217	13:50:48,221	13:50:48,229	00:00:00,004	00:00:00,012	00:00:00,008
44	1->0	13:50:49,067	13:50:49,071	13:50:49,084	00:00:00,004	00:00:00,017	00:00:00,013
45	0->1	13:50:49,913	13:50:49,921	13:50:49,930	00:00:00,008	00:00:00,017	00:00:00,009
46	1->0	13:50:50,747	13:50:50,747	13:50:50,763	00:00:00,000	00:00:00,016	00:00:00,016
47	0->1	13:50:51,601	13:50:51,609	13:50:51,618	00:00:00,008	00:00:00,017	00:00:00,009
48	1->0	13:50:52,468	13:50:52,472	13:50:52,485	00:00:00,004	00:00:00,017	00:00:00,013
49	0->1	13:50:53,168	13:50:53,172	13:50:53,181	00:00:00,004	00:00:00,013	00:00:00,009
50	1->0	13:50:53,993	13:50:53,998	13:50:54,010	00:00:00,005	00:00:00,017	00:00:00,012
51	0->1	13:50:54,815	13:50:54,823	13:50:54,827	00:00:00,008	00:00:00,012	00:00:00,004
52	1->0	13:50:55,790	13:50:55,798	13:50:55,811	00:00:00,008	00:00:00,021	00:00:00,013
53	0->1	13:50:56,511	13:50:56,511	13:50:56,523	00:00:00,000	00:00:00,012	00:00:00,012
54	1->0	13:50:57,415	13:50:57,424	13:50:57,432	00:00:00,009	00:00:00,017	00:00:00,008
55	0->1	13:50:58,199	13:50:58,211	13:50:58,211	00:00:00,012	00:00:00,012	00:00:00,000
56	1->0	13:50:59,028	13:50:59,033	13:50:59,045	00:00:00,005	00:00:00,017	00:00:00,012
57	0->1	13:50:59,874	13:50:59,883	13:50:59,887	00:00:00,009	00:00:00,013	00:00:00,004
58	1->0	13:51:00,700	13:51:00,712	13:51:00,716	00:00:00,012	00:00:00,016	00:00:00,004
59	0->1	13:51:01,525	13:51:01,529	13:51:01,538	00:00:00,004	00:00:00,013	00:00:00,009
60	1->0	13:51:02,342	13:51:02,346	13:51:02,359	00:00:00,004	00:00:00,017	00:00:00,013
61	0->1	13:51:03,138	13:51:03,138	13:51:03,151	00:00:00,000	00:00:00,013	00:00:00,013
62	1->0	13:51:04,168	13:51:04,172	13:51:04,184	00:00:00,004	00:00:00,016	00:00:00,012
63	0->1	13:51:04,851	13:51:04,855	13:51:04,864	00:00:00,004	00:00:00,013	00:00:00,009
64	1->0	13:51:05,689	13:51:05,697	13:51:05,705	00:00:00,008	00:00:00,016	00:00:00,008
65	0->1	13:51:06,468	13:51:06,472	13:51:06,485	00:00:00,004	00:00:00,017	00:00:00,013
66	1->0	13:51:07,364	13:51:07,373	13:51:07,381	00:00:00,009	00:00:00,017	00:00:00,008
67	0->1	13:51:08,144	13:51:08,148	13:51:08,160	00:00:00,004	00:00:00,016	00:00:00,012
68	1->0	13:51:08,944	13:51:08,948	13:51:08,961	00:00:00,004	00:00:00,017	00:00:00,013
69	0->1	13:51:09,798	13:51:09,807	13:51:09,815	00:00:00,009	00:00:00,017	00:00:00,008
70	1->0	13:51:10,557	13:51:10,561	13:51:10,574	00:00:00,004	00:00:00,017	00:00:00,013
71	0->1	13:51:11,336	13:51:11,336	13:51:11,349	00:00:00,000	00:00:00,013	00:00:00,013
72	1->0	13:51:11,974	13:51:11,982	13:51:11,991	00:00:00,008	00:00:00,017	00:00:00,009
73	0->1	13:51:12,749	13:51:12,754	13:51:12,762	00:00:00,005	00:00:00,013	00:00:00,008
74	1->0	13:51:13,412	13:51:13,416	13:51:13,429	00:00:00,004	00:00:00,017	00:00:00,013
75	0->1	13:51:14,121	13:51:14,121	13:51:14,133	00:00:00,000	00:00:00,012	00:00:00,012
76	1->0	13:51:14,725	13:51:14,733	13:51:14,742	00:00:00,008	00:00:00,017	00:00:00,009
77	0->1	13:51:15,454	13:51:15,463	13:51:15,471	00:00:00,009	00:00:00,017	00:00:00,008
78	1->0	13:51:16,063	13:51:16,071	13:51:16,080	00:00:00,008	00:00:00,017	00:00:00,009
79	0->1	13:51:16,717	13:51:16,726	13:51:16,734	00:00:00,009	00:00:00,017	00:00:00,008

80	1->0	13:51:17,413	13:51:17,426	13:51:17,430	00:00:00,013	00:00:00,017	00:00:00,004
81	0->1	13:51:18,076	13:51:18,080	13:51:18,089	00:00:00,004	00:00:00,013	00:00:00,009
82	1->0	13:51:18,672	13:51:18,689	13:51:18,693	00:00:00,017	00:00:00,021	00:00:00,004
83	0->1	13:51:19,339	13:51:19,339	13:51:19,352	00:00:00,000	00:00:00,013	00:00:00,013
84	1->0	13:51:19,998	13:51:20,006	13:51:20,010	00:00:00,008	00:00:00,012	00:00:00,004
85	0->1	13:51:20,639	13:51:20,648	13:51:20,648	00:00:00,009	00:00:00,009	00:00:00,000
86	1->0	13:51:21,340	13:51:21,348	13:51:21,356	00:00:00,008	00:00:00,016	00:00:00,008
87	0->1	13:51:21,961	13:51:21,961	13:51:21,973	00:00:00,000	00:00:00,012	00:00:00,012
88	1->0	13:51:22,636	13:51:22,648	13:51:22,653	00:00:00,012	00:00:00,017	00:00:00,005
89	0->1	13:51:23,244	13:51:23,249	13:51:23,257	00:00:00,005	00:00:00,013	00:00:00,008
90	1->0	13:51:23,970	13:51:23,978	13:51:23,986	00:00:00,008	00:00:00,016	00:00:00,008
91	0->1	13:51:24,541	13:51:24,549	13:51:24,557	00:00:00,008	00:00:00,016	00:00:00,008
92	1->0	13:51:25,312	13:51:25,312	13:51:25,324	00:00:00,000	00:00:00,012	00:00:00,012
93	0->1	13:51:25,908	13:51:25,912	13:51:25,924	00:00:00,004	00:00:00,016	00:00:00,012
94	1->0	13:51:26,646	13:51:26,646	13:51:26,658	00:00:00,000	00:00:00,012	00:00:00,012
95	0->1	13:51:27,258	13:51:27,262	13:51:27,271	00:00:00,004	00:00:00,013	00:00:00,009
96	1->0	13:51:28,150	13:51:28,163	13:51:28,171	00:00:00,013	00:00:00,021	00:00:00,008
97	0->1	13:51:28,684	13:51:28,696	13:51:28,696	00:00:00,012	00:00:00,012	00:00:00,000
98	1->0	13:51:29,430	13:51:29,430	13:51:29,446	00:00:00,000	00:00:00,016	00:00:00,016
99	0->1	13:51:30,051	13:51:30,063	13:51:30,067	00:00:00,012	00:00:00,016	00:00:00,004
100	1->0	13:51:30,764	13:51:30,772	13:51:30,780	00:00:00,008	00:00:00,016	00:00:00,008
101	0->1	13:51:31,401	13:51:31,414	13:51:31,418	00:00:00,013	00:00:00,017	00:00:00,004
102	1->0	13:51:32,085	13:51:32,093	13:51:32,101	00:00:00,008	00:00:00,016	00:00:00,008
103	0->1	13:51:32,643	13:51:32,647	13:51:32,656	00:00:00,004	00:00:00,013	00:00:00,009
104	1->0	13:51:33,381	13:51:33,398	13:51:33,402	00:00:00,017	00:00:00,021	00:00:00,004
105	0->1	13:51:33,965	13:51:33,965	13:51:33,977	00:00:00,000	00:00:00,012	00:00:00,012
106	1->0	13:51:34,627	13:51:34,631	13:51:34,644	00:00:00,004	00:00:00,017	00:00:00,013
107	0->1	13:51:35,252	13:51:35,261	13:51:35,269	00:00:00,009	00:00:00,017	00:00:00,008
108	1->0	13:51:35,982	13:51:35,994	13:51:35,999	00:00:00,012	00:00:00,017	00:00:00,005
109	0->1	13:51:36,582	13:51:36,599	13:51:36,599	00:00:00,017	00:00:00,017	00:00:00,000
110	1->0	13:51:37,274	13:51:37,282	13:51:37,291	00:00:00,008	00:00:00,017	00:00:00,009
111	0->1	13:51:37,857	13:51:37,862	13:51:37,870	00:00:00,005	00:00:00,013	00:00:00,008
112	1->0	13:51:38,645	13:51:38,649	13:51:38,658	00:00:00,004	00:00:00,013	00:00:00,009
113	0->1	13:51:39,275	13:51:39,283	13:51:39,291	00:00:00,008	00:00:00,016	00:00:00,008
114	1->0	13:51:39,991	13:51:39,996	13:51:40,008	00:00:00,005	00:00:00,017	00:00:00,012
115	0->1	13:51:40,575	13:51:40,579	13:51:40,587	00:00:00,004	00:00:00,012	00:00:00,008
116	1->0	13:51:41,309	13:51:41,313	13:51:41,325	00:00:00,004	00:00:00,016	00:00:00,012
117	0->1	13:51:41,975	13:51:41,984	13:51:41,988	00:00:00,009	00:00:00,013	00:00:00,004
118	1->0	13:51:42,772	13:51:42,772	13:51:42,788	00:00:00,000	00:00:00,016	00:00:00,016
119	0->1	13:51:43,380	13:51:43,380	13:51:43,393	00:00:00,000	00:00:00,013	00:00:00,013
120	1->0	13:51:44,076	13:51:44,080	13:51:44,093	00:00:00,004	00:00:00,017	00:00:00,013
121	0->1	13:51:44,735	13:51:44,739	13:51:44,747	00:00:00,004	00:00:00,012	00:00:00,008

122	1->0	13:51:45,543	13:51:45,547	13:51:45,564	00:00:00,004	00:00:00,021	00:00:00,017
123	0->1	13:51:46,243	13:51:46,248	13:51:46,256	00:00:00,005	00:00:00,013	00:00:00,008
124	1->0	13:51:47,077	13:51:47,081	13:51:47,094	00:00:00,004	00:00:00,017	00:00:00,013
125	0->1	13:51:47,636	13:51:47,640	13:51:47,648	00:00:00,004	00:00:00,012	00:00:00,008
126	1->0	13:51:48,323	13:51:48,332	13:51:48,340	00:00:00,009	00:00:00,017	00:00:00,008
127	0->1	13:51:48,894	13:51:48,898	13:51:48,911	00:00:00,004	00:00:00,017	00:00:00,013
128	1->0	13:51:49,665	13:51:49,674	13:51:49,682	00:00:00,009	00:00:00,017	00:00:00,008
129	0->1	13:51:50,245	13:51:50,249	13:51:50,261	00:00:00,004	00:00:00,016	00:00:00,012
130	1->0	13:51:51,141	13:51:51,149	13:51:51,162	00:00:00,008	00:00:00,021	00:00:00,013
131	0->1	13:51:51,833	13:51:51,837	13:51:51,845	00:00:00,004	00:00:00,012	00:00:00,008
132	1->0	13:51:52,671	13:51:52,683	13:51:52,691	00:00:00,012	00:00:00,020	00:00:00,008
133	0->1	13:51:53,321	13:51:53,321	13:51:53,333	00:00:00,000	00:00:00,012	00:00:00,012
134	1->0	13:51:54,046	13:51:54,046	13:51:54,063	00:00:00,000	00:00:00,017	00:00:00,017
135	0->1	13:51:54,713	13:51:54,721	13:51:54,730	00:00:00,008	00:00:00,017	00:00:00,009
136	1->0	13:51:55,509	13:51:55,513	13:51:55,526	00:00:00,004	00:00:00,017	00:00:00,013
137	0->1	13:51:56,188	13:51:56,197	13:51:56,205	00:00:00,009	00:00:00,017	00:00:00,008
138	1->0	13:51:56,943	13:51:56,947	13:51:56,959	00:00:00,004	00:00:00,016	00:00:00,012
139	0->1	13:51:57,610	13:51:57,614	13:51:57,626	00:00:00,004	00:00:00,016	00:00:00,012
140	1->0	13:51:58,372	13:51:58,381	13:51:58,389	00:00:00,009	00:00:00,017	00:00:00,008
141	0->1	13:51:58,973	13:51:58,981	13:51:58,989	00:00:00,008	00:00:00,016	00:00:00,008
142	1->0	13:51:59,769	13:51:59,781	13:51:59,789	00:00:00,012	00:00:00,020	00:00:00,008
143	0->1	13:52:00,340	13:52:00,348	13:52:00,352	00:00:00,008	00:00:00,012	00:00:00,004
144	1->0	13:52:01,044	13:52:01,048	13:52:01,061	00:00:00,004	00:00:00,017	00:00:00,013
145	0->1	13:52:01,669	13:52:01,673	13:52:01,682	00:00:00,004	00:00:00,013	00:00:00,009
146	1->0	13:52:02,428	13:52:02,432	13:52:02,440	00:00:00,004	00:00:00,012	00:00:00,008
147	0->1	13:52:03,078	13:52:03,082	13:52:03,095	00:00:00,004	00:00:00,017	00:00:00,013
148	1->0	13:52:03,937	13:52:03,949	13:52:03,957	00:00:00,012	00:00:00,020	00:00:00,008
149	0->1	13:52:04,604	13:52:04,612	13:52:04,616	00:00:00,008	00:00:00,012	00:00:00,004
150	1->0	13:52:05,375	13:52:05,383	13:52:05,391	00:00:00,008	00:00:00,016	00:00:00,008
Média					00:00:00,007	00:00:00,015	

Anexo IV

Anexo IV - Lista de eventos do relé SEL 751-A sem tempo de debounce.

		Evento 0	GOOSE RX	Contato Elétrico RX	Diparo GOOSE	Disparo elétrico	Diferença de tempo
1	0->1	10:25:53,183	10:25:53,196	10:25:53,196	00,00,00,013	00,00,00,013	00,00,00,000
2	1->0	10:25:54,709	10:25:54,721	10:25:54,725	00,00,00,012	00,00,00,016	00,00,00,004
3	0->1	10:25:55,942	10:25:55,951	10:25:55,955	00,00,00,009	00,00,00,013	00,00,00,004
4	1->0	10:25:57,309	10:25:57,322	10:25:57,322	00,00,00,013	00,00,00,013	00,00,00,000
5	0->1	10:25:58,652	10:25:58,660	10:25:58,664	00,00,00,008	00,00,00,012	00,00,00,004
6	1->0	10:25:59,956	10:25:59,969	10:25:59,973	00,00,00,013	00,00,00,017	00,00,00,004
7	0->1	10:26:01,019	10:26:01,036	10:26:01,036	00,00,00,017	00,00,00,017	00,00,00,000
8	1->0	10:26:02,282	10:26:02,294	10:26:02,299	00,00,00,012	00,00,00,017	00,00,00,005
9	0->1	10:26:03,474	10:26:03,486	10:26:03,486	00,00,00,012	00,00,00,012	00,00,00,000
10	1->0	10:26:04,799	10:26:04,812	10:26:04,816	00,00,00,013	00,00,00,017	00,00,00,004
11	0->1	10:26:05,845	10:26:05,854	10:26:05,858	00,00,00,009	00,00,00,013	00,00,00,004
12	1->0	10:26:07,113	10:26:07,121	10:26:07,125	00,00,00,008	00,00,00,012	00,00,00,004
13	0->1	10:26:08,263	10:26:08,284	10:26:08,280	00,00,00,021	00,00,00,017	00,00,00,004
14	1->0	10:26:09,476	10:26:09,488	10:26:09,493	00,00,00,012	00,00,00,017	00,00,00,005
15	0->1	10:26:10,514	10:26:10,522	10:26:10,522	00,00,00,008	00,00,00,008	00,00,00,000
16	1->0	10:26:11,868	10:26:11,877	10:26:11,885	00,00,00,009	00,00,00,017	00,00,00,008
17	0->1	10:26:12,748	10:26:12,760	10:26:12,760	00,00,00,012	00,00,00,012	00,00,00,000
18	1->0	10:26:14,140	10:26:14,152	10:26:14,152	00,00,00,012	00,00,00,012	00,00,00,000
19	0->1	10:26:15,044	10:26:15,057	10:26:15,057	00,00,00,013	00,00,00,013	00,00,00,000
20	1->0	10:26:16,586	10:26:16,603	10:26:16,599	00,00,00,017	00,00,00,013	00,00,00,004
Média					00,00,00,012	00,00,00,014	